

JOÃO MARCOS LIMA

**MODELO METEOROLÓGICO-
ESTOCÁSTICO PARA PREVISÃO DA
GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

**CURITIBA
2016**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL – NÍVEL DOUTORADO

JOÃO MARCOS LIMA

**MODELO METEOROLÓGICO-ESTOCÁSTICO PARA PREVISÃO DA
GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Área de Concentração em Engenharia de Recursos Hídricos, Departamento de Hidráulica e Saneamento, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Recursos Hídricos. Linha de Pesquisa: Hidrologia Determinística – Hidrometeorologia.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre K. Guetter

Coorientador: Prof. Dr. Saulo R. Freitas

**CURITIBA
2016**

L732m

Lima, João Marcos

João Marcos Lima / João Marcos Lima. – Curitiba, 2016.
197 f. : il. color. ; 30 cm.

Tese - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa
de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, 2016.

Orientador: Alexandre K. Guetter - Coorientador: Saulo R. Freitas.
Bibliografia: p. 189-197.

1. Energia eólica. 2. Previsão numérica do tempo. 3. Aerogerador.
I. Universidade Federal do Paraná. II. Guetter, Alexandre K. III. Freitas,
Saulo R. IV. Título.

CDD: 621.312136



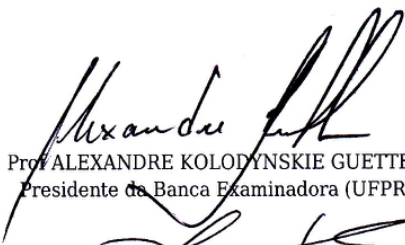
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Setor TECNOLOGIA
Programa de Pós Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E
AMBIENTAL
Código CAPES: 40001016021P0

TERMO DE APROVAÇÃO

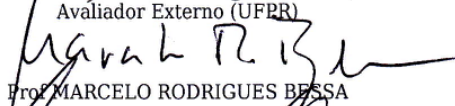
Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Tese de Doutorado de **JOAO MARCOS LIMA**, intitulada: "**MODELO METEOROLÓGICO-ESTOCÁSTICO PARA PREVISÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**", após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua

APROVAÇÃO

Curitiba, 31 de Agosto de 2016.



Prof ALEXANDRE KOLODYNISKIE GUETTER
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)


Prof LUIZ CARLOS MATIOLI
Avaliador Externo (UFPR)


Prof MARCELO RODRIGUES BESSA
Avaliador Interno (UFPR)


Prof MAURICIO PEREIRA CANTÃO


Prof SAULO RIBEIRO DE FREITAS


Prof DOREL SOARES RAMOS
Avaliador Externo (USP)



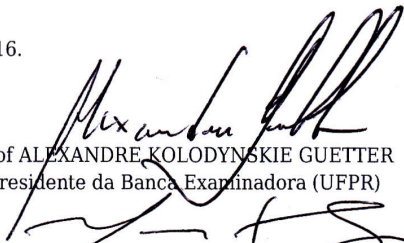
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Setor TECNOLOGIA
Programa de Pós Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL
Código CAPES: 40001016021P0

ATA Nº 24

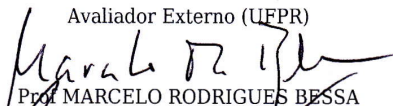
ATA DE SESSÃO PÚBLICA DE DEFESA DE TESE PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL

No dia trinta e um de Agosto de dois mil e dezesseis às 09:00 horas, na sala Salão Nobre do Setor de Tecnologia, Centro Politécnico, Bloco V, do Setor de TECNOLOGIA da Universidade Federal do Paraná, foram instalados os trabalhos de arguição do doutorando **JOAO MARCOS LIMA** para a Defesa Pública de sua Tese intitulada: **"" MODELO METEOROLÓGICO-ESTOCÁSTICO PARA PREVISÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA ""**. A Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná, foi constituída pelos seguintes Membros: ALEXANDRE KOLODYNISKIE GUETTER (UFPR), DOREL SOARES RAMOS (USP), LUIZ CARLOS MATIOLI (UFPR), MARCELO RODRIGUES BESSA (UFPR), MAURICIO PEREIRA CANTÃO (UFPR), SAULO RIBEIRO DE FREITAS . Dando início à sessão, a presidência passou a palavra ao discente, para que o mesmo expusesse seu trabalho aos presentes. Em seguida, a presidência passou a palavra a cada um dos Examinadores, para suas respectivas arguições. O aluno respondeu a cada um dos arguidores. A presidência retomou a palavra para suas considerações finais e, depois, solicitou que os presentes e o doutorando deixassem a sala. A Banca Examinadora, então, reuniu-se sigilosamente e, após a discussão de suas avaliações, decidiu-se pela A PRO VACAO do aluno. O doutorando foi convidado a ingressar novamente na sala, bem como os demais assistentes, após o que a presidência fez a leitura do Parecer da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar a presidência deu por encerrada a sessão, da qual eu, ALEXANDRE KOLODYNISKIE GUETTER, lavrei a presente ata, que vai assinada por mim e pelos membros da Comissão Examinadora.

Curitiba, 31 de Agosto de 2016.

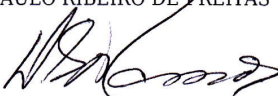

Prof ALEXANDRE KOLODYNISKIE GUETTER
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)


Prof LUIZ CARLOS MATIOLI
Avaliador Externo (UFPR)


Prof MARCELO RODRIGUES BESSA
Avaliador Interno (UFPR)


Prof MAURICIO PEREIRA CANTÃO
Avaliador Externo (UFPR)


Prof SAULO RIBEIRO DE FREITAS


Prof DOREL SOARES RAMOS
Avaliador Externo (USP)

A meus pais, Helena Garcia Lima e Cristiano Alves Lima, pelo
inestimável dom da vida.

A Fabrício de Oliveira, pelo companheirismo de todas as horas.

AGRADECIMENTOS

Ao longo dos anos de trabalho que resultaram nesta tese recebi o apoio de incontáveis pessoas e instituições, às quais tento agradecer. Com a consciência de que nada do que eu escreva aqui vai estar à altura de tudo o que recebi, registro meus agradecimentos àqueles que contribuíram para o êxito desta tese, e em especial:

- ao Prof. Dr. Alexandre Kolodynskie Guetter, pelo privilégio de tê-lo como meu orientador, por sua significativa contribuição à minha formação acadêmica, por acreditar no meu potencial propondo-me desafios, encorajando-me e incentivando-me à realização de novos projetos;
- ao Prof. Dr. Saulo Ribeiro de Freitas, pelo privilégio de tê-lo como meu coorientador, pelo inestimável apoio no desenvolvimento deste projeto, oferecendo-me alternativas para solucionar as incontáveis dificuldades que surgiram neste desenvolvimento; por suas valiosas sugestões e apropriados questionamentos, resultantes da sua experiência científica;
- à Companhia Paranaense de Energia – Copel, pelo apoio financeiro e logístico, pela confiança e pelo crédito a mim empenhados e, principalmente, por ter compreendido desde o início a relevância deste projeto;
- ao Prof. Dr. Marcelo Bessa, a quem primeiro manifestei o desejo deste projeto e que me apresentou a meu futuro orientador;
- ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, da Universidade Federal do Paraná, com destaque para o Prof. Dr. Heinz Dieter Oskar August Fill, Dr. Eloy Kaviski, Dr. Alexandre Kolodynskie Guetter, Dr. Reinaldo Bomfim Silveira, Dr. Fernando Andrade, que, com seu conhecimento e experiência, muito contribuíram para minha formação acadêmica;
- aos Prof. Drs. Heinz Fill, Marcelo Rodrigues Bessa, Eloy Kaviski, Reinaldo Bomfim Silveira, pela disponibilidade e valiosas sugestões resultantes da participação das bancas de qualificação;
- ao Dr. João Gerd Zell de Mattos, do INPE/CPTEC, pela sua expressiva contribuição na implementação do filtro de Kalman;
- ao Dr. Dorel Ramos, com singular deferência, pela honra de contar com a sua participação na banca final de defesa desta tese de doutorado;
- à banca da defesa final, composta pelos professores Drs. Dorel Soares Ramos, Luiz Carlos Mاتيoli, Marcelo Rodrigues Bessa e Mauricio Pereira Cantão, pela inestimável contribuição à melhoria deste trabalho;
- à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, da Universidade Federal do Paraná, por viabilizar a realização deste projeto e, sobretudo, por anuir à participação de orientador externo à Instituição;
- à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Ministério da Educação (Capes - MEC) pelo apoio financeiro e
- finalmente, mas não menos importante, agradecimento especial a meus familiares e amigos, por toda atenção, compreensão e apoio.

RESUMO

O presente trabalho propõe um método para a previsão da geração de energia eólica, no horizonte de curtíssimo e curto prazo, até 72 h à frente, a cada 10 minutos. O método consiste em uma combinação da previsão determinística do vento, realizada por um modelo numérico de previsão de tempo, com modelos estocásticos, para reduzir o erro da previsão. Após a correção, o vento é convertido em potência elétrica. O modelo numérico de previsão de tempo selecionado é o BRAMS (*Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System*), mantido e desenvolvido pelo INPE/CPTEC (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais/Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos). O modelo estocástico de atualização de estado, o filtro de Kalman, empregado com o objetivo de se assimilar as observações em tempo real para redução da magnitude dos erros na previsão de vento e geração eólica. A assimilação do vento e geração observados atualiza os estados de um modelo dinâmico produzido pelas previsões de vento do modelo BRAMS. O modelo dinâmico foi formulado com funções polinomiais, cujos coeficientes foram estimados pelas análises de regressão aplicadas às previsões de vento do BRAMS. A energia eólica é calculada de duas formas distintas: interpolação da curva de potência do aerogerador e equações de regressão. O modelo estocástico é complementado com uma segunda implementação do filtro de Kalman para previsão da energia eólica. O modelo meteorológico-estocástico é validado com medições de vento e geração da usina eólio-elétrica (UEE) de Palmas (PR) e de vento de uma torre anemométrica localizada no município de São Bento do Norte (RN). A aplicação de um modelo de previsão da geração eólica para um país de dimensões continentais como o Brasil requer a sua avaliação de desempenho para regiões com diferentes características de variabilidade diurna e sazonal do regime de ventos. Finalmente, o método proposto poderá ser empregado para qualquer parque eólico localizado no Brasil.

Palavras-chave: Energia eólica, Modelos de previsão de tempo, Filtro de Kalman, Aerogerador, Curva de potência.

ABSTRACT

This work proposes a method for wind power forecasting, for very short and short-term, up to 72 hours ahead, at each 10 minutes. The method consists of a combination of deterministic wind forecasting, performed by a numerical weather prediction model, with stochastic models, to reduce the forecast error. After this correction, wind is converted in electric power. The numerical weather prediction model selected is BRAMS (Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling on System), maintained and developed by INPE/CPTEC (National Institute for Space Research/Center for Weather Forecasting and Climate Studies). The stochastic model for state update is the Kalman filter, applied to assimilate the observations in real-time to reduce wind prediction errors magnitude and, consequently, wind generation. Wind assimilation and observed generation updates the states of a dynamic model produced by wind forecasts of BRAMS. The dynamic model was formulated with polynomial functions, whose coefficients were estimated by regression analysis applied to BRAMS wind forecasts. Wind power and energy are calculated in two ways: interpolation of the wind turbine power curve and regression equations. The stochastic model is complemented with a second implementation of the Kalman filter to wind power forecast. The weather-stochastic model is validated with wind and generation measurements of Palmas wind farm (PR) and wind measurements of mast located in São Bento do Norte (RN). Applying a wind power forecasting method for a country of continental dimensions like Brazil requires its performance evaluation in regions of different characteristics of diurnal and seasonal variability of the wind regime. Finally, the proposed method can be used for any wind farm located in Brazil.

Keywords: Wind power, Numerical atmospheric models, Kalman filter, Wind turbine, Power curve.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivo Geral	27
1.2	Atividades e Inovações	28
1.3	Organização.....	29
2	CONCEITOS E DEFINIÇÕES	31
2.1	O vento e a energia eólica	31
2.1.1	Escalas de Movimento	31
2.1.2	As radiações solar e terrestre como causas do vento	32
2.1.3	Movimento do ar causado pelas forças do gradiente de pressão atmosférica	32
2.1.4	A força de Coriolis.....	34
2.1.5	O vento geostrófico	35
2.1.6	A circulação do vento.....	37
2.1.7	Camada limite da atmosfera	39
2.1.8	A potência do vento	40
2.1.9	Velocidade do vento com a altura	46
2.1.10	Fatores fundamentais que impactam no aproveitamento do recurso eólico ..	52
2.2	Turbinas eólicas e aerogeradores	57
2.2.1	Turbinas eólicas de arraste e sustentação	57
2.2.2	Orientação do eixo das turbinas eólicas.....	59
2.2.3	Extração da potência do vento	60
2.2.4	Controle de potência e velocidade das turbinas eólicas	67
2.2.5	Controle de frequência de um aerogerador	69
2.2.6	Partes de um aerogerador	73
2.2.7	Classe de um aerogerador.....	77
2.2.8	Produção e fator de capacidade de um aerogerador.....	79
2.2.9	Efeito esteira	81
2.2.10	Curvas de Potência.....	84
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	87
3.1	Breve Histórico da PGEE	89
3.2	Modelos de PGEE.....	90
3.3	Modelos Numéricos de Previsão de Tempo (MNPTs)	94
3.3.1	Equações primitivas	95
3.3.2	Resolução Horizontal e Vertical	100
3.3.3	Domínio da Cobertura.....	101
3.3.4	Downscaling e Aninhamento de grades	102
3.3.5	Parametrização de modelos numéricos de previsão de tempo	104
3.3.6	O modelo BRAMS.....	108
4	MÉTODOS	111
4.1	Modelo Meteorológico-Estocástico.....	111
4.2	Modelo Estocástico de Atualização de Estados	115
4.2.1	Sistemas Dinâmicos Lineares	115

4.2.2	Formulação do Filtro de Kalman para sistema lineares e não-lineares aplicados em meteorologia	117
4.3	Conversão da Previsão do Vento em Energia	124
4.3.1	Previsão utilizando polinômios de regressão.....	125
4.3.2	Previsão baseada na curva de potência.....	125
4.3.3	Previsão baseada em equações não polinomiais.....	126
4.4	Avaliação do Desempenho da Previsão	126
4.4.1	Erro médio de tendência (EMT)	127
4.4.2	Root mean square error (RMSE):.....	127
4.4.3	Coeficiente de determinação R^2	128
4.4.4	Índice Nash–Sutcliffe	129
4.4.5	Índice de Correlação de Anomalia	129
5	ÁREAS DE ESTUDO E DADOS	131
5.1	Usina Eólio-Elétrica de Palmas	131
5.2	A torre anemométrica RN05.....	135
6	VELOCIDADE DO VENTO.....	139
6.1	Análise de sensibilidade dos dados de vento medidos e previstos para a torre anemométrica da UEE de Palmas	140
6.1.1	Sensibilidade da velocidade do vento observada em relação às equações de extrapolação vertical – torre anemométrica da UEE de Palmas.....	140
6.1.2	Comparação dos resultados da previsão da velocidade do vento com a observação da torre anemométrica da UEE de Palmas.....	148
6.2	Análise de sensibilidade dos dados de vento medidos e previstos para a torre anemométrica RN05.....	156
6.2.1	Sensibilidade da velocidade do vento observada em relação às equações de extrapolação vertical – torre anemométrica RN05	156
6.2.2	Comparação dos resultados da previsão da velocidade do vento com a observação da torre anemométrica RN05.....	160
7	POTÊNCIA E ENERGIA DA UEE DE PALMAS.....	167
7.1	Curva de potência e equações de regressão para a conversão da velocidade do vento em potência	167
7.2	Sensibilidade das equações de conversão do vento em potência.....	170
7.3	Sensibilidade da potência com aplicação do método do filtro de Kalman.....	172
7.4	Sensibilidade da energia produzida pelo índice correlação de anomalia.....	175
8	CONCLUSÕES	179
8.1	Objetivos gerais	179
8.2	Implementações de métodos	179
8.3	Resultados obtidos.....	181
8.3.1	UEE de Palmas.....	181
8.3.2	Torre anemométrica RN05.....	183
8.4	Inovações apresentadas nesse projeto	184
8.5	Continuidade da pesquisa.....	185
	REFERÊNCIAS	189

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – (a) Potência instalada em 12/2013 e (b) prevista para 12/2023 das principais fontes de energia elétrica no Brasil	23
Figura 2 – Região Nordeste – Recordes de geração eólica comparada com o percentual da carga ..	25
Figura 3 – Região Nordeste – Percentual do armazenamento total dos reservatórios	25
Figura 4 - Força do gradiente de pressão horizontal	32
Figura 5 – Movimento de uma partícula de ar devido às forças de gradientes de pressão (F_x) e às forças de Coriolis (C), no Hemisfério Sul.....	35
Figura 6 - Perfil do vento de gradiente e camada limite; z_o é a rugosidade	40
Figura 7 – Fluxo do ar através de uma área de seção transversal A	41
Figura 8-(a) Estado do Rio Grande do Norte. (b) Detalhe da localização da torre RN05, no município de São Bento do Norte	43
Figura 9 – Histograma da distribuição de frequência dos dados de vento da Tabela 2.....	44
Figura 10 – Rosa dos ventos da medição da torre anemométrica RN05	46
Figura 11 – Comparação do potencial eólico brasileiro a 50 m (figura menor) e a 100 m de altura (figura maior).....	53
Figura 12 - Árvore inclinada no litoral (Luis Correia) do Piauí	54
Figura 13 – Exemplo de terreno complexo em Portugal.....	55
Figura 14 – (a) Influência de morros; (b) influência de chapadas e escarpas.....	56
Figura 15 – Representação das forças existentes numa seção de pá de sustentação	58
Figura 16 – Turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical	59
Figura 17 – Tipo de turbina de eixo horizontal.....	60
Figura 18 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica de eixo horizontal.....	61
Figura 19 – Exemplo de coeficiente de potência C_p	65
Figura 20 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica	70
Figura 21 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade constante.....	72
Figura 22 – Partes de um aerogerador. Fonte: Internet.	73
Figura 23 - Produção anual de energia de um aerogerador. (a) Distribuição de frequência; (b) Curva de potência de um aerogerador.....	80
Figura 24 - Perfil da camada limite antes e após um aerogerador – Vista lateral e superior.....	81
Figura 25 - Sombra nos aerogeradores de um parque eólico para a direção frontal e lateral do vento.	82
Figura 26– Leiaute de um parque eólico hipotético	83
Figura 27 – Correção da curva de potência de aerogeradores para a densidade de ar local. (a) Turbina com controle tipo estol; (b) Turbina com controle de passo	85
Figura 28 – Representações de MNPTs.....	100

Figura 29 – Exemplos de aninhamentos em grades.....	103
Figura 30 – Diagrama esquemático do modelo meteorológico-estocástico	112
Figura 31 – Curva típica de um aerogerador	114
Figura 32 – Diagrama de blocos de um sistema dinâmico linear	116
Figura 33 – Correlação de anomalia – temperatura à 500 hPa entre 20° N e 80° N – 1981/1982 a 1989/1990	130
Figura 34 – Localização do município de Palmas e da UEE de Palmas.....	132
Figura 35 – Leiaute da UEE de Palmas e localização da torre anemométrica	132
Figura 36 – Vista aérea UEE de Palmas	133
Figura 37 – Torre anemométrica da UEE de Palmas	134
Figura 38 – Rosa dos ventos (a) e distribuição de frequência (b) - Torre anemométrica da UEE de Palmas – Altura: 98 m – 01/01/2008 a 31/12/2011	135
Figura 39 – Localização do município de São Bento do Norte (RN) e da torre anemométrica RN05	136
Figura 40 – Torre anemométrica RN05	137
Figura 41 - Rosa dos ventos (a) e distribuição de frequência (b) da medição da torre anemométrica RN05 – Período 19/01/2010 a 31/08/2013.....	138
Figura 42 – Fator de Correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 75 e 98 m – período: 07/07/2012 a 19/06/2013.....	141
Figura 43 - Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 46 e 98 m – período 07/07/2012 a 19/06/2013.....	142
Figura 44 - Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 46 e 75 m – período 07/07/2012 a 19/06/2013.....	142
Figura 45– Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 98 m	143
Figura 46 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 75 m	143
Figura 47 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 46 m	144
Figura 48 – Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 98 m	145
Figura 49 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 75 m	145
Figura 50 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 46 m	146
Figura 51 – Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 98 m	146
Figura 52 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 75 m	147

Figura 53 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 46 m	147
Figura 54 – UEE de Palmas – Erro médio da tendência – Velocidade do vento	149
Figura 55 – UEE de Palmas – <i>Root mean square error</i> – Velocidade do vento	150
Figura 56 – UEE de Palmas – Coeficiente de determinação R^2 – Velocidade do vento	151
Figura 57 – UEE de Palmas – Índice Nash-Sutcliffe – Velocidade do vento.....	152
Figura 58 – UEE de Palmas – Índice correlação de anomalia – Velocidade do vento.....	153
Figura 59 – UEE de Palmas – Velocidade do vento – 14 a 17/08/2012.....	154
Figura 60 – UEE de Palmas – Velocidade do vento – 02 a 05/03/2013.....	155
Figura 61 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 72,8 e 89,7 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013.	157
Figura 62 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 89,7 e 91,8 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013.	157
Figura 63 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 72,8 e 91,8 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013	158
Figura 64 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 91,8 m com extrapolação alt. 89,7 e 91,8 m.....	158
Figura 65 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 89,7 m com extrapolação alt. 89,7 e 91,8 m.....	159
Figura 66 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da RN05 – alturas 89,7 m com extrapolação alt. 91,8 m – Eq. Logarítmica	160
Figura 67 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Erro médio da tendência	161
Figura 68 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – <i>Root mean square error</i>	162
Figura 69 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Coeficiente de determinação R^2	163
Figura 70 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Índice Nash-Sutcliffe.....	163
Figura 71 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Correlação de anomalia	164
Figura 72 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Velocidade do vento – 10 a 13/01/2014.....	165
Figura 73 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Velocidade do vento – 09 a 12/05/2014.....	166
Figura 74 – UEE Palmas – Curva de potência dos AEGs Enercon E40-500 kW.....	168
Figura 75 – UEE Palmas – Índice Nash-Sutcliffe para os casos de conversão de velocidade de vento em potência	170
Figura 76 – Índice Nash-Sutcliffe da previsão da geração e após aplicação do filtro de Kalman.....	173
Figura 77 – AEG-3 da UEE de Palmas – Geração – 14 a 17/08/2012.....	174
Figura 78 – AEG-3 da UEE de Palmas – Geração – 02 a 05/03/2013.....	174
Figura 79 – Índice de correlação de anomalia – energia produzida a cada 8 h – AEG-3 da UEE de Palmas	176
Figura 80 – Índice de correlação de anomalia - Três intervalos de 24 h.....	176

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Escalas de tempo e espaço dos movimentos atmosféricos	32
Tabela 2 – Tabulação de dados de vento da torre RN05 na forma de distribuição de frequência	44
Tabela 3 – Classes IEC de aerogeradores	78
Tabela 4 – Exemplo da correção da velocidade do vento para a densidade de ar local de um aerogerador hipotético	86
Tabela 5 – Classificação do horizonte da PGEE e respectivas aplicações.....	87
Tabela 6 – Modelos de PGEE e de previsão da velocidade do vento.....	91
Tabela 7 – Alguns exemplos de parametrizações de alguns processos físicos.....	107
Tabela 8 – Localização georreferenciada UEE de Palmas.	133
Tabela 9 – Índices globais de desempenho dos métodos de conversão de vento em potência	171

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARMINES	<i>École des Mines de Paris</i>
ATMET	<i>Atmospheric, Meteorological, and Environmental Technologies</i> (Estados Unidos)
AWPPS	<i>ARMINES Wind Power Prediction System</i>
BIO	Usina geradora de energia elétrica de fonte de biomassa
BRAMS	<i>Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modelling System</i>
CARMA	<i>Community Aerosol and Radiation Model for Atmospheres</i>
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables - Espanha
CLP	Camada limite planetária
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DOE	<i>Department of Energy</i> (Estados Unidos)
DTU	<i>Danmarks Tekniske Universitet</i> (Dinamarca)
EMT	Erro médio da tendência
EOL	Usina geradora de energia elétrica de fonte eólica
ETA	<i>Estimated Time of Arrival</i>
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GMT	<i>Greenwich Mean Time</i>

HIDRO	Usina geradora de energia elétrica de fonte hídrica
IAG	Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas (USP)
IDC	Índice de concordância
IDD	Índice de Dispersão
IME	Instituto de Matemática e Estatística (USP) – São Paulo – Brasil
IMM	<i>Department of Informatics and Mathematical Modelling (DTU) - Dinamarca</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
NS	Índice Nash-Sutcliffe
ISSET	<i>Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Alemanha)</i>
LEAF-3	<i>Land Ecosystem – Atmosphere Feedback model – version 3</i>
LES	<i>Large eddy simulation</i>
MGPT	Modelo global de previsão de tempo
MME	Ministério de Minas e Energia
MNPT	Modelo numérico de previsão de tempo
MRPT	Modelo regional de previsão de tempo
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction (Estados Unidos)</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation (Estados Unidos)</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration (Estados Unidos)</i>
NUCLEAR	Usina geradora de energia elétrica proveniente de fonte nuclear
NVDI	<i>Normalized Difference Vegetation Index</i>
NWS	<i>National Weather Service</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PGEE	Previsão da geração de energia eólica
RAMS	<i>Regional Atmospheric Modelling System</i>
RMSE	<i>Root mean square error</i>
Risø	<i>Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi - National Laboratory for Sustainable Energy (DTU) (Dinamarca)</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRTM	<i>Shuttle Radar Topography Mission</i>
UEE	Usina eólio-elétrica
UFPR	Universidade Federal do Paraná
USP	Universidade de São Paulo
UTE	Usina termelétrica de energia
WAsP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Problem – (Risø – DTU) – (Dinamarca)</i>
WEPROG	<i>Weather and Wind Energy Prognosis (Irlanda)</i>
WPFS	<i>Wind Power Forecasting System</i>
WPMS	<i>Wind Power Management System</i>
WPPT	<i>Wind Power Prediction Tool</i>
XML	eXtensible Markup Language

LISTA DE SÍMBOLOS

a, b, c, d, l	Pesos
a_i	Coefficientes de regressão
$a(i)$	Variável observada no tempo i
\bar{a}	Média dos valores observados da variável
a_o^t	Valor observado da variável no tempo t
$\overline{a_o}$	Média dos valores observados da variável observada
A	Área da seção transversal (pá, tubo) [m ²]
A	Categoria para características de turbulência mais alta [adimensional]
C	Fator de escala [m/s] – distribuição de Weibull
A_e	Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na entrada do rotor da turbina [m ²]
A_s	Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na saída do rotor da turbina [m ²]
B	Categoria para características de turbulência média [adimensional]
C	Categoria para características de turbulência mais baixa [adimensional]
C	Força de Coriolis [N/kg]
C_a	Coefficiente de arrasto [adimensional]
c_p	Calor específico do ar à pressão atmosférica constante [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]
C_p	Coefficiente de potência [adimensional]
C_s	Coefficiente de sustentação [adimensional]
$C(t)$	Matriz de acoplamento com o vetor das variáveis de entrada u em relação ao tempo t
$D(t)$	Matriz de acoplamento com o vetor dos dados de entrada u em relação ao tempo t
DP	Densidade de potência [W/m ²]
e_{t+k}	Erro gaussiano sistemático
E	Energia cinética [J]
\dot{E}	Fluxo de energia [J/s]
F	Função de densidade de probabilidade [s/m]

\bar{f}	Média dos valores previstos da variável
$f(i)$	Variável prevista no tempo i
$f(v)$	Frequência de ocorrência da velocidade v do vento [%]
f_m^t	Valor previsto da variável no tempo t
F_a	Força de arraste aerodinâmico [N]
F_C	Fator de capacidade [%]
Fr_x, Fr_y, Fr_z	Força de atrito no sistema de coordenadas
F_s	Força de sustentação [N]
F_x	Força resultante por unidade de massa na direção x [N/kg]
F	Matriz dos coeficientes dinâmicos do sistema
F(t)	Matriz dos coeficientes dinâmicos do sistema em relação ao tempo t
g	Aceleração da gravidade [m/s ²]
h	Altura acima do solo [m]
h_1	Altura acima do solo no ponto 1 [m]
h_2	Altura acima do solo no ponto 2 [m]
H_o	Fluxo de calor na superfície [J/s]
H	Matriz de sensibilidade da observação
H(t)	Matriz de sensibilidade da medição em relação ao tempo t
I	Intensidade da turbulência [%]
I	Matriz identidade
I_{ref}	Valor esperado médio da intensidade da turbulência, a 15 m/s [%]
K	Fator de forma (adimensional) – distribuição de Weibull
K	Constante de Von Karman ($K=0,4$) (adimensional)
K_t	Ganho do filtro de Kalman
L	Comprimento de estabilidade de Monin-Obukov [m ² /kg]
\dot{m}	Fluxo de massa de ar [kg/s]
m_t^i	Saídas do modelo meteorológico no tempo t
M	Massa de ar [kg]
N	Tamanho da amostra
N_i	Quantidade de valores (velocidade ou potência) contidos no intervalo (<i>bin</i>) i
P	Pressão atmosférica [N/m ²]

p_o	Pressão atmosférica padrão [Pa]
p_{t-i}	Potência de saída no passo de tempo anterior [W]
p_{t+k}	Potência eólica prevista no passo k
P	Potência disponível no vento ou pot. nominal de um aerogerador [W]
P_e	Potência disponível no vento na entrada do rotor eólico [W]
P_{el}	Potência elétrica produzida por um aerogerador [W]
\bar{P}_i	Potência média do aerogerador no intervalo i [W]
P_{i-1}	Potência elétrica (kW), em função da velocidade do vento previsto (v_i), no intervalo anterior ($i-1$)
$P_{i,j}$	Conjunto de valores de potência a cada 10 min do intervalo i [m/s]
P_s	Potência disponível no vento na saída do rotor eólico [W]
P_t	Potência extraída do vento pela turbina eólica [W]
$P_{tmáx}$	Máxima potência extraída do vento por uma turbina ideal [W]
$P(v)$	Potência produzida pelo aerogerador na velocidade v do vento [kW]
$\mathbf{P}_{t/t-1}$	Matriz de covariância <i>a priori</i> de $x(t/t-1)$
\mathbf{P}_{t-1}	Matriz de covariância do passo de integração anterior ($t-1$)
PAE	Produção anual de energia [kWh]
ΔP	Diferença de pressão [N/m ²]
ΔP_x	Diferença de pressão sobre o volume de ar [N/m ²]
ΔP_z	Gradiente de pressão vertical na direção z [N/m ²]
Q	Vazão do ar que atravessa a turbina eólica dentro do tubo de vazões [m ³ /s]
R	Constante do ar [287 J/kg.K]
R^2	Coeficiente de determinação
S	Categoria para características de I_{ref} e V_{ref} definidas pelo projetista e/ou fabricante.
S	Distância (m)
T	Tempo [s]
T	Temperatura [°K] ou [°C]
T_o	Temperatura absoluta da superfície [K]
U	Vento zonal [m/s]
$\mathbf{u}(t)$	Vetor das variáveis de entrada u do sistema dinâmico em relação ao

	tempo t
U	Umidade relativa do ar (%)
v	Velocidade da partícula, ou do vento, ou vento meridional [m/s]
v^*	Velocidade de atrito [m/s]
\bar{v}	Velocidade média do vento [m/s]
v_1	Velocidade do vento na altura 1 (h_1), que se deseja obter [m/s]
v_2	Velocidade do vento na altura 2 (h_2), que se conhece [m/s]
v_e	Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina [m/s]
v_i	Velocidade média do vento previsto no intervalo i [m/s]
v_{nova}	Nova velocidade de vento para a mesma potência de saída [m/s]
v_p	Velocidade do vento padrão, normalmente, de 1 em 1 m/s, informada pelo fabricante
v_s	Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina [m/s]
v_t	Erro gaussiano sistemático
\bar{V}_i	Velocidade média do vento medido no intervalo i [m/s]
$V_{i,j}$	Conjunto de valores de velocidades de vento a cada 10 min do intervalo i [m/s]
V_{ref}	Velocidade do vento de referência (média do intervalo de 10 minutos [m/s]
\mathbf{v}_t	“Ruído branco” da observação medição em relação ao t
\mathbf{V}_t	Variância de \mathbf{v}_t
w	Vento vertical [m/s]
w_{t+k}	Intensidade do vento previsto no passo k
\mathbf{w}_t	“Ruído branco” da equação de estado no passo de integração em relação ao t
\mathbf{W}_t	Variância de \mathbf{w}_t
x, y, z	Sistema de coordenadas
$x_{i,t}$	Parâmetros a serem estimados pelo filtro de Kalman
$\mathbf{x}(t)$	Vetor das variáveis de estado x em relação ao t
$\dot{\mathbf{x}}(t)$	Vetor das derivadas das variáveis de estado x em relação ao tempo t

\mathbf{x}_t	Variáveis de estado desconhecidas que se deseja encontrar no passo de integração t , que são os parâmetros do filtro de Kalman
\mathbf{x}_{t-1}	Vetor das variáveis de estado x_{t-1} do passo de integração t anterior
$\mathbf{x}_{t/t-1}$	Estimativa <i>a priori</i> das variáveis de estado \mathbf{x} , do passo atual t , considerando sua relação com as do passo de integração anterior $t-1$
Δx	Comprimento do volume de ar [m]
z_t	Escalar do viés da previsão
\mathbf{z}_t	Vetor das variáveis de observação saída do sistema dinâmico no passo de integração t
$\mathbf{z}(t)$	Vetor das variáveis de saída do sistema dinâmico em relação ao tempo t
z_0	Altura da rugosidade [m]
Z	Altitude do local [m]
Δz	Altura do volume de ar [m]
α	Expoente de potência no local, também conhecido como expoente da camada limite [adimensional]
ϵ	Erro
η	Rendimento do aerogerador [adimensional]
θ	Temperatura potencial [K]
γ	Velocidade da ponta da pá (m/s)
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
$\rho_{a,f}$	Correlação linear entre os valores previstos e observados
ρ_{fab}	Densidade de ar de ensaio do aerogerador, informada pelo fabricante, normalmente 1,225 kg/m ³
ρ_{nova}	Densidade de ar local para a qual se deseja a correção [kg/m ³]
σ	Desvio padrão
σ_a	Desvio padrão dos valores observados da variável
σ_f	Desvio padrão dos valores previstos da variável
τ_w	Tensão de cisalhamento na superfície do solo [N/m ²]
Φ	Latitude [°]
Ψ	Fator de correção do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo
Ω	Velocidade angular da terra [7,29.10 ⁻⁵ rad/s]

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a energia eólica tem se consolidado como uma importante fonte para suprir a crescente demanda por eletricidade. Os leilões de energia realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir de 2010, indicam que a energia eólica tem sido tão competitiva quanto a hidráulica. Somente em 2012, as outorgas de centrais eólicas corresponderam a 51,2 % (3,5 GW) da potência total outorgada pela agência reguladora naquele ano (ANEEL, 2013c). A Figura 1 compara a participação da potência instalada de parques eólicos com as demais fontes em 2013 (Figura 1a) e a prevista para 2023 (Figura 1b). A participação da energia eólica na potência instalada em 2013 era de 2 GW, prevendo-se uma expansão para 22 GW até 2023. Isto representa, respectivamente, 1,6% e 11,5% do total de potência instalada. Dessa forma, até 2023, a energia eólica se tornará a terceira fonte mais importante da matriz elétrica brasileira.

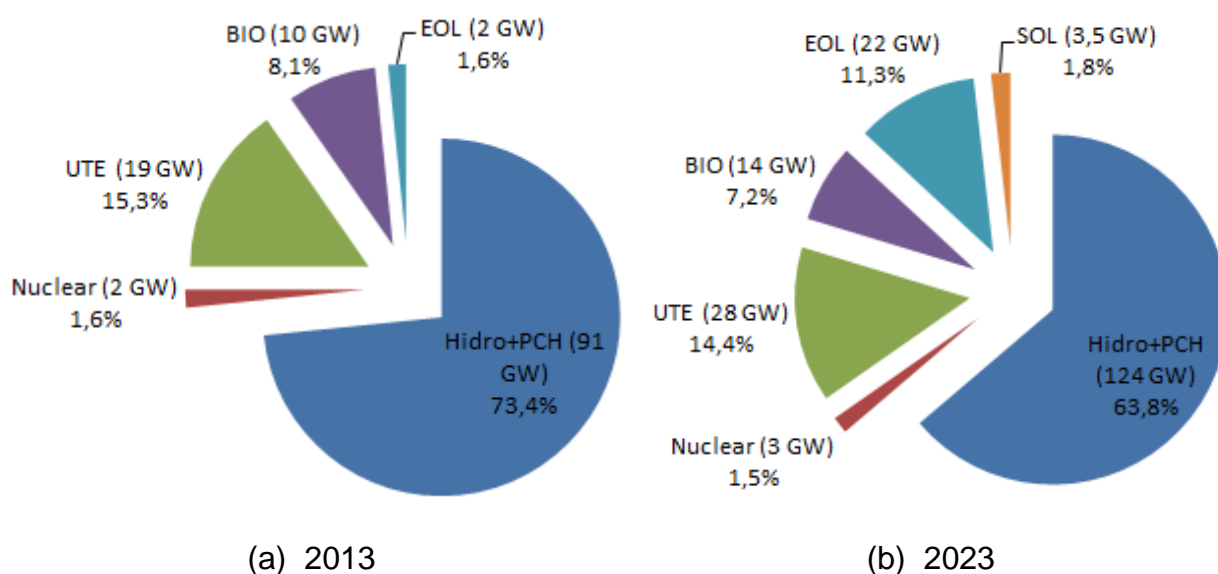


Figura 1 – (a) Potência instalada em 12/2013 e (b) prevista para 12/2023 das principais fontes de energia elétrica no Brasil

Fonte: MME, 2014.

A forte expansão prevista para a geração eólica é decorrente de políticas governamentais adotadas para o gerenciamento da energia, em que se busca manter a matriz de energia elétrica predominantemente renovável (MME, 2014).

Adicionalmente, a introdução de energia eólica em grande escala em uma matriz energética causa enormes desafios aos agentes da operação do sistema elétrico e do mercado de energia. Os agentes da operação devem gerenciar a incerteza da geração eólica quando estabelecem a programação diária do despacho. Quanto ao mercado de energia, a energia eólica interfere na formação dos preços, bem como nas liquidações das diferenças e na formação das reservas operativas.

A penetração em larga escala de energia eólica aliada à aleatoriedade na sua produção acarreta em impactos que não se restringem apenas às questões energéticas e à formação de preços. A transferência de energia entre as diferentes regiões também causam impactos na expansão da transmissão, para que se evitem gargalos na operação do sistema interligado.

No caso brasileiro, o sistema elétrico está sendo expandido para permitir a conexão da nova geração eólica, concentrada notadamente em três regiões: litoral do Nordeste, norte da Bahia e extremo sul do Rio Grande do Sul. Portanto, é essencial que se analisem os impactos da geração eólica em três grandes áreas: (1) nos fluxos de potência entre os subsistemas, (2) no desempenho do sistema elétrico regional e (3) no desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Já é possível constatar a importância da produção de energia eólica no Brasil. A Figura 2 apresenta um recorte do relatório mensal de geração eólica de outubro de 2015, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). É possível verificar que, em 11/10/2015, a energia eólica gerada na região Nordeste representou 34,9% da carga daquela região para esse mesmo dia. Quando se avalia a base horária, o recorde aconteceu no horário das 8 horas do dia 12/10/2015, quando a geração eólica representou 44,4% da carga a mesma região.

A Figura 3 mostra o percentual do volume total armazenado nos reservatórios da região Nordeste, comparando os anos de 2001, 2014 e 2015. Pode-se observar que, no ano em que houve racionamento de energia no Nordeste, 2001, o cenário dos reservatórios no primeiro semestre era bem menos crítico que em 2015. Entretanto, mesmo assim, não foi necessário o racionamento de energia neste último ano. Um dos fatores foi a forte e rápida expansão da energia eólica naquela região nos últimos anos.

			Recorde do mês	
			Data/Hora	Valor
Nordeste	Geração (MW)	Base diária	11/10/2015	2.974,39
		Base horária	12/10/2015 08:00	3.538,71
	% da carga do NE	Base diária	11/10/2015	34,88%
		Base horária	12/10/2015 08:00	44,46%

Figura 2 – Região Nordeste – Registros de geração eólica comparada com o percentual da carga
Fonte: ONS, 2015a.

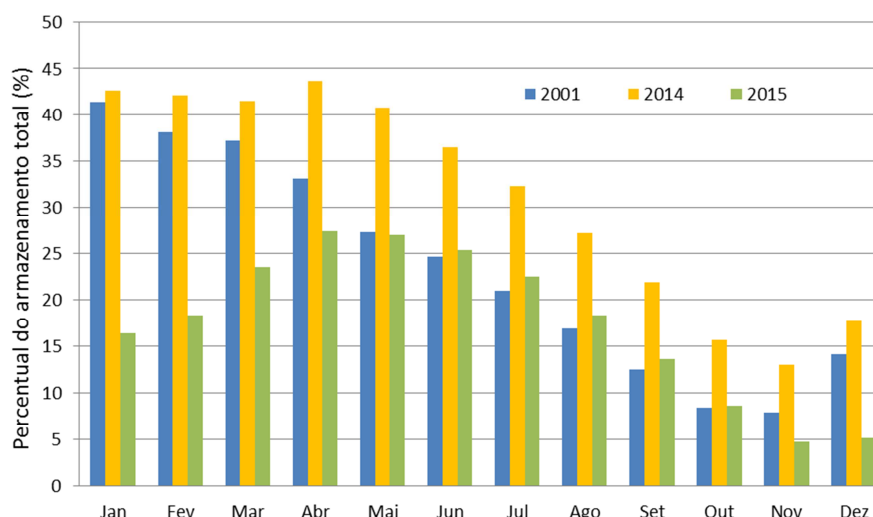


Figura 3 – Região Nordeste – Percentual do armazenamento total dos reservatórios
Fonte: ONS, 2015b.

Tendo-se apresentado um breve retrospecto sobre a crescente importância da geração eólica na matriz energética brasileira, pode-se estabelecer o papel da previsão da geração de energia eólica (PGEE) nesse contexto. A PGEE está se tornando uma importante questão para o setor elétrico e tem recebido atenção de todos os agentes do setor, que apoiam os esforços para o desenvolvimento de modelos que permitam previsões mais confiáveis e precisas. Todos os agentes se beneficiarão dos desenvolvimentos em PGEE. Proprietários e operadores de parques eólicos terão uma melhor avaliação dos riscos e oportunidades a que estarão expostos, subsidiando a tomada de decisão sobre a melhor forma de gestão dos riscos. Por exemplo, a PGEE pode contribuir para melhorar a programação da

manutenção de aerogeradores e da rede de conexão, através do agendamento de tais serviços para os períodos com previsão de ventos fracos (Ahlstrom e Zavadil, 2005; DOE, 2008; DOE, 2009; Estanqueiro *et al.*, 2005; NERC, 2009).

Em relação à Companhia Paranaense de Energia (COPEL), cujos empreendimentos eólicos são focados neste trabalho de desenvolvimento de PGEE, há a adoção da diretriz de aumento do portfólio de negócios rentáveis e sustentáveis com ênfase na geração eólica. Entretanto, esses novos empreendimentos trarão novos e grandes desafios, pois estarão situados em regiões com regimes climáticos muito distintos, principalmente em relação à variabilidade dos ventos e da densidade do ar, que afetam diretamente a geração eólica. Assim, a PGEE no horizonte de curtíssimo e curto prazo torna-se uma grande aliada para a gestão da operação e manutenção dessas instalações, pois permitirá que sejam definidas estratégias para otimização dos recursos.

Adicionalmente, no planejamento da operação e da expansão do SIN a PGEE é modelada de forma bastante simplificada nos modelos hidrotérmicos (ANEEL, 2011). Até mesmo em trabalhos mais recentes, a PGEE ainda não é considerada (Bessa *et al.*, 2013). Desta forma, a PGEE de curto e curtíssimo prazo em mercados com grande penetração de energia eólica é frequentemente identificada com uma importante ferramenta para gerenciar a variabilidade e incerteza desta fonte de energia, de modo a garantir maior eficiência do SIN, maior precisão no estabelecimento do preço da energia elétrica em mercados *spot* e otimização dos recursos de tais empreendimentos (DOE, 2009).

Neste trabalho, é proposta uma combinação de modelos meteorológico e estocástico com o objetivo de se prever com melhor precisão a estimativa do vento nas áreas de interesse e transformá-lo em energia eólica. Mais precisamente, o modelo meteorológico a ser empregado é conhecido como BRAMS, que representa o estado da arte do desenvolvimento de modelos numéricos (Fazenda *et al.*, 2007, Freitas *et al.*, 2009). Esse modelo tem provado ser capaz de simular os fenômenos atmosféricos com resolução variando desde dezenas de quilômetros até a resolução de um quilômetro.

O modelo estocástico é representado pelo método do filtro de Kalman (Galanis e Anadranistakis, 2002; Galanis *et al.*, 2006; Kalman, 1960; Kalman e

Bucy,1961) para reduzir possíveis desvios sistemáticos que os modelos numéricos de previsão de tempo geralmente exibem quando empregados para aplicações próximas à superfície. Dois fatores podem contribuir para esse problema: 1) deficiência na parametrização física do modelo e 2) incapacidade de tais modelos em simular com sucesso fenômenos subgrade.

Os fenômenos subgrade são aqueles que ocorrem numa escala inferior à escala da menor grade representada nas simulações de modelos numéricos de previsão de tempo, que, no entanto, impactam na qualidade das previsões realizadas, como, por exemplo, turbulência. Ainda, baixas resoluções dos modelos combinadas com a suavização da topografia podem resultar numa representatividade inexpressiva do escoamento do vento.

A utilização de funções lineares e não-lineares do algoritmo de Kalman fornece uma maneira eficiente de subtrair as possíveis discrepâncias sistemáticas. A série temporal do vento, já corrigida pelo filtro de Kalman, é utilizada para a conversão em energia a partir de modelos de regressão, como funções polinomiais e a curva de potência de aerogeradores ou do parque eólico sob estudo, a fim de estimar o potencial de energia local. Posteriormente, ambos métodos também são aplicados na estimativa temporal de energia. Os sistemas desenvolvidos são testados em duas regiões de climatologia bastante distintas: em Palmas (PR) e São Bento do Norte (RN).

1.1 Objetivo Geral

Apresentar uma metodologia para a previsão da geração de energia eólica muito mais precisa em comparação àquelas atualmente empregadas, no horizonte de curtíssimo e curto prazo, com o objetivo de: (1) incorporá-la aos modelos que tratam da otimização do despacho hidrotérmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), a fim de se obter uma operação mais econômica desse sistema; (2) aumentar a segurança do SIN, através da previsão mais precisa das injeções de potência oriundas da fonte eólica, que permita melhor controle de frequência e de tensão e alocação da reserva operativa; (3) reduzir as incertezas relativas ao estabelecimento dos intercâmbios entre os subsistemas decorrentes da melhor previsão da injeção

da fonte eólica; (4) reduzir os custos de manutenção preventiva e corretiva, tanto de equipamentos dos parques eólicos quanto das redes de transmissão, aproveitando os períodos de menor intensidade de vento. Contatos informais do Autor com fabricantes de aerogeradores, que oferecem serviços de manutenção preventiva e corretiva em parque eólicos, foi obtida a informação de que, por meio de um planejamento eficiente, utilizando modelos de previsão de geração com horizonte de 10 (dez) dias, as perdas em geração devido às paradas de máquina para manutenção podem ser minimizadas em até 3% da energia gerada. Outro fator a ser considerado em relação à manutenção é o custo do arrependimento após tomada de decisão (não iniciar ou interromper a manutenção), que tenderia a ser minimizado com uma previsão da geração mais precisa.

1.2 Atividades e Inovações

As principais atividades para o desenvolvimento dessa tese estiveram associadas à implementação do modelo *BRAMS* e o desenvolvimento dos procedimentos estocásticos para a previsão do vento e geração eólica, com assimilação das observações em tempo real. Essas atividades estão brevemente descritas abaixo.

- (1) Desenvolvimento de *scripts* para implementação do modelo *BRAMS*. Os *scripts* são conjuntos de rotinas e parametrizações do modelo numérico de previsão de tempo, em formato de programa, para simular a previsão de velocidade e direção predominante do vento, umidade relativa do ar, pressão atmosférica e temperatura na altura desejada (aerogerador ou torres anemométricas). O modelo numérico de previsão de tempo *BRAMS* foi instalado em um computador de alto desempenho da COPEL.
- (2) Desenvolvimento de *hindcasts* que são simulações da previsão para casos passados nas áreas de estudo. Os *hindcasts* servem tanto para produzir os dados de entrada para o desenvolvimento do modelo estocástico (modelos dinâmicos com filtro de Kalman), quanto para validação do sistema de previsão. O horizonte de previsão dos *hindcasts* é de 72 horas à frente, com resolução temporal de 10 minutos.

- (3) Desenvolvimento de modelos dinâmicos para converter o vento em energia, que usem as previsões do *BRAMS* como dados de entrada.
- (4) Utilização dos dados de velocidade de vento e de geração eólica, previsão e observação, para implementação do filtro de Kalman, com o objetivo de aumentar a precisão dessas previsões.
- (5) Validação do modelo meteorológico-estocástico de previsão do vento e geração eólica, com dados de observação de duas estações anemométricas e de um parque eólico. Uma das torres e o parque eólico estão localizados na região Sul, na usina eólio-elétrica (UEE) de Palmas (PR), e outra torre anemométrica, no município de São Bento do Norte (RN).

1.3 Organização

Este trabalho está organizado em 7 Capítulos e um Anexo, assim distribuídos:

- Capítulo 2: são apresentados conceitos fundamentais para melhor entendimento da revisão bibliográfica, abordada no Capítulo 3.
- Capítulo 3: dedicado à revisão bibliográfica do estado da arte dos modelos de previsão da geração de energia eólica e dos modelos numéricos de previsão de tempo e suas principais características.
- Capítulo 4: são descritos os métodos necessários para o desenvolvimento do projeto, que começa com uma descrição do método meteorológico-estocástico e na sequência os demais métodos para correção dos erros sistemáticos, conversão do vento em potência e energia e índices de avaliação de desempenho.
- Capítulo 5: são descritas as duas áreas utilizadas como estudos de caso para validar o método proposto neste estudo e a base de dados disponível em cada um deles.
- Capítulo 6: apresenta os resultados da previsão da velocidade do vento para as duas áreas de estudo.

- Capítulo 7: apresenta os resultados da conversão da velocidade do vento em potência e energia para a UEE de Palmas.
- Capítulo 8: apresenta as principais conclusões do trabalho, as contribuições observadas e sugestões de continuidade da pesquisa.
- Anexo A: apresenta um conjunto de informações importantes relacionadas ao desenvolvimento de projetos de parques eólicos.

2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Uma vez estabelecido o contexto e antes de apresentar a revisão bibliográfica sobre o assunto do qual trata este trabalho é oportuno detalhar importantes conceitos e definições sobre a energia eólica, tais como: origem do vento, a potência do vento, características de aerogeradores e as fases de desenvolvimento de projetos eólicos, entre outros.

Além disso, devido à suas características intrínsecas (armazenamento, grande variabilidade diária e sazonal, fluxo de escoamento em diferentes direções, entre outras), é necessária a apresentação de detalhamentos técnicos.

Assim, na sequência, essas importantes questões são apresentadas e brevemente discutidas.

2.1 O vento e a energia eólica

O vento é o ar em movimento provocado pelo aquecimento desigual da terra. A energia eólica é a energia cinética do vento, que varia constantemente, tanto na velocidade de escoamento quanto na direção do seu deslocamento. Para seu aproveitamento energético, é necessário estudar o comportamento espacial e temporal do vento (Custódio, 2013).

No presente subitem serão apresentadas as causas, escalas de movimento, tipos, forças e a potência do vento, entre outros.

2.1.1 Escalas de Movimento

As escalas do movimento do ar são faixas de deslocamentos atmosféricos devido aos movimentos aleatórios das moléculas individuais na circulação, envolvendo a atmosfera inteira. Em meteorologia, esses movimentos são agrupados em quatro escalas de comprimento: circulação geral, escala sinóptica, mesoescala e microescala, conforme as dimensões e durações dos movimentos, detalhados na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Escalas de tempo e espaço dos movimentos atmosféricos
Fonte: Custódio, 2013.

Escala	Tempo	Comprimento (km)	Exemplos
Circulação geral	Semanas a anos	1.000 a 40.000	Ventos de movimento, correntes de vento (alísios)
Escala sinóptica	Dias a semanas	100 a 5.000	Ciclones, anticiclones, furacão
Mesoescala	Minutos a dias	1 a 100	Tornados, temporais, brisas
Microescala	Segundos a minutos	< 1	Turbulências, rajadas

2.1.2 As radiações solar e terrestre como causas do vento

O sol aquece a superfície da terra de forma desigual, provocando os fluxos de vento, com uma temperatura na superfície em torno de 5.600 K e fornece energia em forma de radiação, em torno de 1,39 kW/m² na superfície terrestre.

A energia que chega à superfície é parcialmente absorvida e outra parte é refletida através da emissão de uma radiação terrestre. A parte absorvida pela superfície é ainda parcialmente transmitida à atmosfera na forma de calor, por condução ou convecção. A condução é limitada a uma camada muito superficial de ar, de cerca de um milímetro de espessura. Acima dessa camada, a condução é desprezível. A convecção envolve o intercâmbio vertical de massas de ar, que pode ser livre ou natural.

2.1.3 Movimento do ar causado pelas forças do gradiente de pressão atmosférica

O aquecimento diferenciado da atmosfera provoca gradientes de pressão atmosférica, que são responsáveis por movimentos da massa de ar. A Figura 4 mostra a ação do gradiente de pressão atmosférica sobre um volume de massa de ar situado entre duas zonas de pressão diferentes.

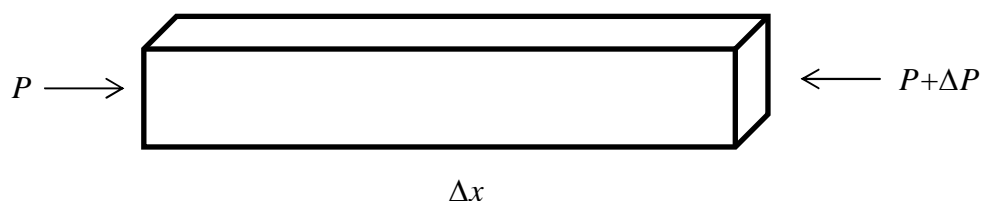


Figura 4 - Força do gradiente de pressão horizontal

Para entender as causas do movimento do ar, considere que o volume de ar da Figura 4 tem seção transversal unitária e comprimento Δx , sendo P a pressão em uma das faces do volume e $P+\Delta P$ a pressão na outra face. Como $\rho \cdot \Delta x$ é a massa de ar do volume considerado, em que ρ é a densidade do ar, em kg/m^3 , a força resultante por unidade de massa F_x , na direção x , é

$$F_x = - \left[\frac{1}{\rho} \frac{\Delta P}{\Delta x} \right] \quad \left[\frac{N}{kg} \right], \quad (1)$$

onde,

F_x	→	Força resultante por unidade de massa na direção x [N/kg]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m^3]
ΔP	→	Diferença de pressão [N/m^2]
Δx	→	Comprimento do volume de ar [m].

O sinal negativo da Equação (1) deve-se ao fato de que a força atua na direção do decrescimento da pressão. Assim, a pressão líquida P atua no sentido de mover a massa de ar do lado de alta pressão em direção ao de baixa pressão.

Analogamente, o gradiente de pressão vertical (direção z) sobre um volume de ar de seção transversal unitária é

$$\Delta P_z = -\rho \cdot g \cdot \Delta z \quad \left[\frac{N}{m^2} \right], \quad (2)$$

onde,

ΔP_z	→	Gradiente de pressão vertical na direção z [N/m^2]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m^3]
g	→	Aceleração da gravidade [m/s^2]
Δz	→	Altura do volume de ar [m].

Observar que o lado direito da Equação (2) está dividido por 1 m^2 . Assim, a pressão vertical sobre a massa de ar é determinada pelo peso de ar existente acima do ponto considerado. A pressão muda com a altura conforme varia o valor da massa da coluna de ar sobre a seção transversal entre os dois níveis (Δz). O sinal negativo deve-se à pressão decrescer com o aumento da altura. Normalmente o

gradiente de pressão vertical é equilibrado pela força de gravidade, exceto quando influenciado pela topografia.

Os gradientes de pressão horizontal e vertical mantêm o ar em movimento. A principal causa do movimento de ar é o gradiente de pressão horizontal.

O aquecimento diferenciado da terra pelo sol provoca gradientes de pressão atmosférica de intensidade inversamente proporcional à distância que ocorrem que, entre o Equador e as regiões polares, por exemplo, causa uma movimentação de ar de circulação geral média.

2.1.4 A força de Coriolis

A força de Coriolis, ou efeito Coriolis, é a aceleração aparente provocada pela rotação da terra e que tende a desviar todo objeto, movendo-se livremente. É uma importante força que afeta o movimento do vento, alterando sua velocidade e, principalmente, sua direção.

A terra pode ser considerada como um geoide que gira em torno de seu próprio eixo a uma velocidade tangencial de 1.600 km/h no Equador. Assim, um objeto situado no Equador tem uma velocidade tangencial maior que outro situado mais próximo a um dos polos. Entretanto, a rotação do dois objetos é a mesma, alterando-se o raio de giro, uma vez que, ao aproximar-se de um dos polos, um objeto aproxima-se de seu eixo de giro.

Dessa forma, uma massa de ar que se desloque no sentido do polo ao Equador, ou vice-versa, terá seu momento angular alterado. Mas, de acordo com a lei da conservação da quantidade de movimento, essa massa, ao sofrer alteração em uma direção, também irá variar em outra direção na proporção inversa, adquirindo assim, uma quantidade de movimento transversal ao seu deslocamento. Em outras palavras, uma massa que se desloque no sentido do polo ao Equador terá um movimento circular com rotação no sentido oposto ao da terra, enquanto que uma outra massa que se desloque no sentido inverso terá um movimento circular no sentido de rotação da terra.

A força de Coriolis, por unidade de massa, é dada pela Equação (3)

$$C = 2 \cdot \Omega \cdot v \cdot \sin\varphi \quad \left[\frac{N}{kg} \right], \quad (3)$$

onde,

C	→	Força de Coriolis [N/kg]
Ω	→	Velocidade angular da terra [$7,29 \cdot 10^{-5}$ rad/s]
v	→	Velocidade da partícula [m/s]
φ	→	Latitude [°].

O efeito da força de Coriolis sobre o vento é fazer com que esse apresente movimentos tipicamente circulares, ou espirais, em torno dos centros de pressão, que tendem a provocar deslocamentos de massas de ar entre o Equador e os polos.

2.1.5 O vento geostrófico

No Equador, a força de Coriolis é igual a zero, uma vez a latitude é zero ($\varphi=0^\circ$) e qualquer gradiente de pressão horizontal moverá as partículas de ar em direção à baixa pressão. Como não há força de oposição ao movimento, exceto atrito, as partículas se moverão da região de alta pressão para a de baixa pressão. Eventualmente, o fluxo reduzirá o gradiente de pressão a zero. Centros de alta ou baixa pressão, entretanto, não se mantêm próximos ao Equador.

Quando o gradiente de pressão existe fora da região equatorial, as massas de ar movem-se em rotas curvas, como mostrado na Figura 5, que representa o movimento de ar no Hemisfério Sul.

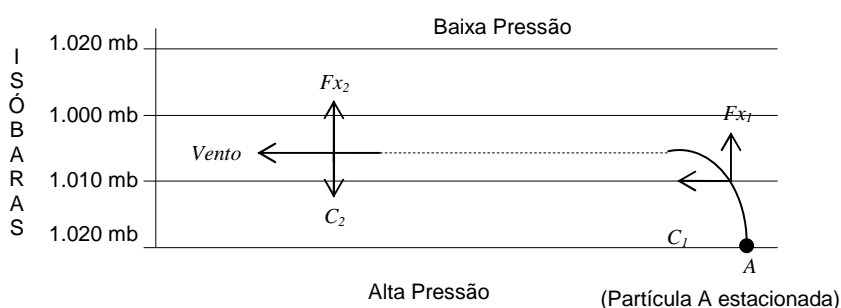


Figura 5 – Movimento de uma partícula de ar devido às forças de gradientes de pressão (F_x) e às forças de Coriolis (C), no Hemisfério Sul

Fonte: Custódio, 2013.

Para compreender o movimento representado pela Figura 5, considere uma partícula de ar estacionada no ponto *A*, localizado em uma região de alta pressão atmosférica. Devido à força do gradiente de pressão F_x , Equação (1), o ar é movimentado em direção à região de baixa pressão, atmosférica. Entretanto, o movimento de ar faz com que a força de Coriolis C , Equação (3), aja no sentido oposto ao movimento de rotação da terra e, dessa forma, o ar gira nessa direção até que o equilíbrio de forças seja estabelecido. Enquanto o vento sofre ação dessas forças, além do movimento circular, haverá aceleração do vento, que aumenta sua velocidade. Quando esse equilíbrio é estabelecido, tem-se

$$F_x = C, \quad (4)$$

onde,

$$\begin{array}{ll} F_x & \rightarrow \text{Força do gradiente de pressão [N]} \\ C & \rightarrow \text{Força de Coriolis [N]}. \end{array}$$

Assim, de acordo com as Equações (1) e (3), tem-se

$$\left[\frac{1}{\rho} \frac{\Delta P_x}{\Delta x} \right] = 2 \cdot \Omega \cdot v \cdot \sin \varphi \quad \left[\frac{N}{kg} \right], \quad (5)$$

onde,

$$\begin{array}{ll} \Delta P_x & \rightarrow \text{Diferença de pressão sobre o volume de ar [N/ m}^2\text{]} \\ \rho & \rightarrow \text{Densidade do ar [kg/m}^3\text{]} \\ \Delta x & \rightarrow \text{Comprimento do volume de ar [m]} \\ \Omega & \rightarrow \text{Velocidade angular da terra [7,29.10}^{-5}\text{ rad/s]} \\ v & \rightarrow \text{Velocidade da partícula [m/s]} \\ \varphi & \rightarrow \text{Latitude [}^\circ\text{]}. \end{array}$$

O vento que satisfaz a Equação (5) é chamado de vento geostrófico, que ocorre somente na atmosfera superior quando não há atrito do solo e apenas aparecem as forças de Coriolis e de gradiente de pressão. O vento geostrófico é paralelo às isóbaras.

O equilíbrio de forças apresentado na Figura 5, pelas forças C_2 e F_{x2} , pode ser alterado pelo ingresso da massa de ar em outra zona de pressão atmosférica, o que provocaria alteração na força de gradiente de pressão e/ou mudança da força

de Coriolis, que pode ser causada por alteração da latitude ou na velocidade do ar, devido ao atrito, por exemplo.

2.1.6 A circulação do vento

Como mencionado anteriormente, é a radiação solar a responsável final pelo movimento da atmosfera. O eixo de rotação da terra está inclinado em $23^{\circ}45'$ em relação ao plano de órbita em torno do sol, o que faz com que a intensidade anual de radiação solar seja maior nas regiões equatoriais do que nas polares.

Próximo ao Equador, há um cinturão contínuo de baixa pressão relacionado à maior entrada de calor do sol, conhecido como cinturão de calmarias, devido aos fracos ventos dessa região. Em cada hemisfério, há três células individuais:

- a) célula tropical;
- b) célula temperada;
- c) célula polar.

As células tropicais produzem ventos de sudeste no Hemisfério Sul e ventos de nordeste no Hemisfério Norte, chamados de ventos alísios. Nas células temperadas, a direção dos ventos é quase inversa, prevalecendo os ventos de noroeste e sudoeste, respectivamente, Hemisfério Sul e Norte. Esses ventos são chamados ocidentais e são separados por regiões de alta pressão chamadas de regiões de calmarias. A terceira célula é chamada de polar, com ventos do leste.

Na realidade, o modelo de três células é perturbado pelos efeitos sazonais e geográficos. Efeitos sazonais são variações de posição e intensidade dos cinturões de pressão causados por mudanças na posição da terra em relação ao sol durante o correr do ano. Os efeitos geográficos são devido às diferenças nas propriedades físicas da água e nas superfícies da terra, bem como na desigual distribuição dessas no planeta.

As circulações secundárias de vento ocorrem se os centros de alta ou baixa pressão são causados pelo aquecimento ou resfriamento da atmosfera inferior. São exemplos de circulações secundárias: furacões, monções e ciclones extratropicais.

Já as massas de ar são grandes quantidades de ar e tem propriedades que podem ser identificadas por sua homogeneidade, particularmente a temperatura.

São classificadas em três grupos principais, de acordo com a região fonte: ártica, polar e tropical. Ainda podem estar subdivididas em continental e marítima. Por exemplo, uma massa de ar polar continental é seca e fria enquanto uma tropical é quente e úmida.

Uma frente é uma zona de transição entre duas massas de ar de diferentes densidades. É chamada de quente ou fria de acordo com sua origem. O distúrbio da temperatura, velocidade ou campo de gradiente de pressão pode causar perturbações ondulatórias na frente que se propagam como uma onda num meio contínuo. Distúrbios maiores podem causar ondas cujas amplitudes aumentam com o tempo e desenvolvem vórtices intensos. São chamados de ciclones extratropicais, ou anticiclones extratropicais, dependendo se são causados por uma frente quente ou fria, e ocorrem nas regiões tropicais. Esses distúrbios são grandes fontes de energia cinética na atmosfera.

Na América do Sul, no encontro de massas de ar tropical, a frente fria provoca um anticiclone extratropical que produz importantes circulações de norte a noroeste, conhecidas na região como *vento norte*. A passagem da frente fria é seguida pelo vento *minuano*. A presença da cordilheira dos Andes, como muros imensos a oeste, limita o movimento das massas de ar para o ocidente, facilitando seu avanço até a região tropical do continente.

O desencadeamento dos ventos norte e minuano representam o início de uma mudança de tempo. A temperatura e umidade do ar diminuem rapidamente, aumentando a pressão atmosférica. Se o ar acima do solo tiver umidade suficiente, formam-se nuvens e precipitações.

As circulações terciárias de vento ou ventos regionais são caracterizadas por ventos locais. O conhecimento dessas circulações é muito importante para locais com potencial de conversão de energia eólica. Alguns exemplos de circulações terciárias são: brisas marítimas e terrestre, ventos em vales e montanhas, nevoeiros, temporais e tornados.

As brisas marítimas e terrestres são circulações de ar que ocorrem em áreas costeiras quando as diferenças térmicas entre a terra e a água são suficientemente grandes. É claro que se houver ventos associados com escalas de circulações maiores, os efeitos de brisa podem não ser percebidos e até mesmo inibidos.

Ventos em vales e montanhas são causados por diferenças de pressão e relevo. Durante o dia, o ar morno aquecido pela terra sobe a montanha, devido à troca com o ar frio, mais pesado, que desce até o fundo do vale. À noite, o processo é inverso, pois a terra e a rocha das montanhas são esfriadas, mas a pressão é maior no vale.

No caso do nevoeiro, a corrente de ar que flui através do cume de uma montanha é forçada a subir. Se o ar sobe a uma altura suficientemente grande, haverá resfriamento adiabático que provocará a condensação e precipitação do lado posterior do vento. Após a perda da umidade inicial, o ar passa sobre a crista da montanha e é forçado a descer. Em consequência, haverá seu aquecimento devido à compressão adiabática. Os nevoeiros são, normalmente, ventos fracos.

Os temporais são originados pela condensação de vapor d'água contido no ar em ascensão que resulta em forte precipitação. A chuva intensa, ao cair, exerce forças de arrasto sobre o ar, o que contribui para iniciar uma forte inversão fria devido à evaporação de algumas partes da água cadente. Uma característica dos temporais é o rápido aumento da velocidade do vento, associado com a passagem de uma inversão fria, que pode exceder 50 m/s.

Os tornados são os mais intensos ventos de circulação terciária, podendo atingir velocidade de até 180 m/s, mas são eventos mais raros. Um tornado consiste em um vórtice de ar, com diâmetro de mais ou menos 300 m e com velocidades dos ventos periféricos muito grandes. São resultados de faixas da atmosfera com excessiva instabilidade e, geralmente, tempestades associadas. Normalmente surgem desde a base de um cúmulo-nimbus frio, que surge próximo à terra em forma de funil.

2.1.7 Camada limite da atmosfera

O atrito do ar com a superfície da terra resulta numa força horizontal sobre o movimento do ar que produz um retardo no fluxo nas proximidades do solo. Essa força decresce com o aumento da altura, tornando-se desprezível acima de uma determinada altura, chamada camada limite, onde há o balanço de forças sem o atrito e se estabelece o fluxo de ar com a velocidade de vento ao longo das

isóbaras. A Figura 6 ilustra esse comportamento do vento, mostrando a camada limite atmosférica.

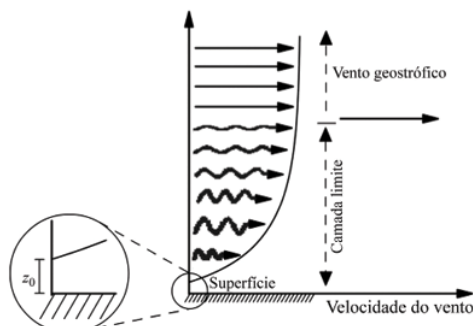


Figura 6 - Perfil do vento de gradiente e camada limite; z_0 é a rugosidade
Fonte: Custódio, 2013.

A camada limite atmosférica pode apresentar centenas de metros de altura acima do solo. A rugosidade do solo afeta diretamente a velocidade do vento próximo a superfície. Sobre a terra, por exemplo, a velocidade do vento pode alcançar 40% do vento de gradiente, ou vento geostrófico, enquanto que sobre a água chega a 70%.

O vento que está dentro da camada limite, especialmente até 200 m de altura, é de interesse direto para o projeto de turbinas eólicas e outras estruturas. O vento geostrófico é um resultado do balanço entre a força de gradiente de pressão e a força de Coriolis, como mostrado na Seção 2.1.4, e ocorre na atmosfera livre acima da camada limite atmosférica.

2.1.8 A potência do vento

Considere o cilindro imaginário representado pela Figura 7, com um fluxo de ar movendo-se à velocidade v perpendicular à seção transversal A , de massa m .

A energia cinética desse fluxo de ar passando pela área de seção transversal A é descrita pela Equação (6).

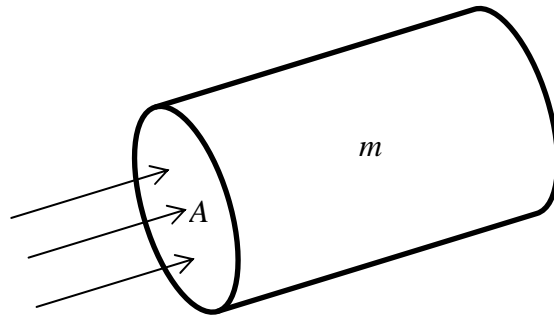


Figura 7 – Fluxo do ar através de uma área de seção transversal A

$$E = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad [J], \quad (6)$$

onde,

E	→	Energia cinética [J]
m	→	Massa de ar [kg]
v	→	Velocidade do vento [m/s].

A potência P disponível no vento é definida como a derivada da energia no tempo, dada por

$$P = \dot{E} = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m} \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot A \cdot v \cdot v^2}{2} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W], \quad (7)$$

onde,

P	→	Potência disponível no vento [W]
\dot{E}	→	Fluxo de energia [J/s]
t	→	Tempo [s]
\dot{m}	→	Fluxo de massa de ar [kg/s]
v	→	Velocidade do vento [m/s]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
A	→	Área da seção transversal [m ²].

A Equação (7) é a mais importante para a análise da energia eólica e pode ser escrita por unidade de área

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \quad \left[\frac{W}{m^2} \right], \quad (8)$$

onde,

DP	\rightarrow	Densidade de potência [W/m ²]
P	\rightarrow	Potência disponível no vento [W]
A	\rightarrow	Área da seção transversal [m ²]
v	\rightarrow	Velocidade do vento [m/s]
ρ	\rightarrow	Densidade do ar [kg/m ³].

A Equação (8) indica a potência disponível no vento por unidade de área, em função da velocidade de vento e da densidade do ar do local.

A partir dessas duas últimas Equações, (7) e (8), constata-se uma relação direta entre a potência disponível no vento e densidade do ar. Essa por sua vez, de acordo com a equação de estado dos gases perfeitos, varia com a temperatura e a pressão atmosférica

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \quad \left[\frac{kg}{m^3} \right], \quad (9)$$

onde,

ρ	\rightarrow	Densidade do ar [kg/m ³]
P	\rightarrow	Potência disponível no vento [W]
R	\rightarrow	Constante do ar [287 J/kg.K]
T	\rightarrow	Temperatura [°K].

Como a altitude do local afeta a temperatura ambiente e a pressão atmosférica, a densidade do ar é dependente dessas variáveis. De acordo com Jones (1978), a equação da densidade de ar é dada por

$$\rho = \frac{(0,0034848 \cdot (p - 6,6481679 \cdot 10^8 e^{\frac{-5315,56}{T+273,15}}) \cdot U)}{273,15 + T} \quad [Pa], \quad (10)$$

onde,

ρ	\rightarrow	Densidade do ar [kg/m ³]
p	\rightarrow	Pressão atmosférica [Pa]

T \rightarrow Temperatura [°C]
 U \rightarrow Umidade relativa do ar [%].

As Equações (7) e (8) mostram ainda que a potência que pode ser extraída do vento é diretamente proporcional ao cubo velocidade que este apresenta. Como a velocidade do vento varia ao longo do dia, do mês, do ano e até mesmo ao longo dos anos (longo prazo), a variação no tempo é a principal característica a ser determinada e, conseqüentemente, da energia eólica que poderá ser extraída.

Essas variações são muito importantes e não são determinísticas. O estudo é feito por análise probabilística, porque apresenta uma característica estocástica e sua velocidade é uma variável aleatória contínua.

A Tabela 2 a seguir apresenta uma tabulação dos dados de medição da torre anemométrica RN05 ($-5^{\circ}05'38''S$; $-36^{\circ}01'11''O$), de um anemômetro e uma *wind vane* (sensor de direção do vento) instalados a 91,8 m de altura e 90 m, respectivamente, do período compreendido entre 19/01/2010 a 31/08/2013. São pares de medições, intensidade e direção do vento, a cada 10 minutos, totalizando 190.222 pares de registros.

A torre anemométrica RN05 está localizada no município de São Bento do Norte (RN), apresentada na Figura 8.



Figura 8-(a) Estado do Rio Grande do Norte. (b) Detalhe da localização da torre RN05, no município de São Bento do Norte
 Fonte: Google Earth.

A torre anemométrica RN05, em linha reta, está a 4,8 km do litoral norte (RN) e à mesma distância à sudeste da cidade de São Bento do Norte.

Tabela 2 – Tabulação de dados de vento da torre RN05 na forma de distribuição de frequência
Fonte: O Autor.

Velocidade do Vento (m/s)	Número de ocorrências	Frequência relativa (%)
≤ 1	61	0,03%
$> 1 \text{ e } \leq 2$	505	0,27%
$> 2 \text{ e } \leq 3$	1.332	0,70%
$> 3 \text{ e } \leq 4$	2.730	1,44%
$> 4 \text{ e } \leq 5$	6.095	3,20%
$> 5 \text{ e } \leq 6$	14.657	7,71%
$> 6 \text{ e } \leq 7$	31.019	16,31%
$> 7 \text{ e } \leq 8$	40.910	21,51%
$> 8 \text{ e } \leq 9$	32.833	17,26%
$> 9 \text{ e } \leq 10$	23.759	12,49%
$> 10 \text{ e } \leq 11$	17.586	9,24%
$> 11 \text{ e } \leq 12$	11.196	5,89%
$> 12 \text{ e } \leq 13$	5.391	2,83%
$> 13 \text{ e } \leq 14$	1.769	0,93%
$> 14 \text{ e } \leq 15$	338	0,18%
$> 15 \text{ e } \leq 16$	39	0,02%
$> 16 \text{ e } \leq 17$	2	0,00%
> 17	0	0,00%

Na Figura 9 é apresentado um gráfico com os histogramas da distribuição de frequência da velocidade do vento obtidos a partir da Tabela 2.

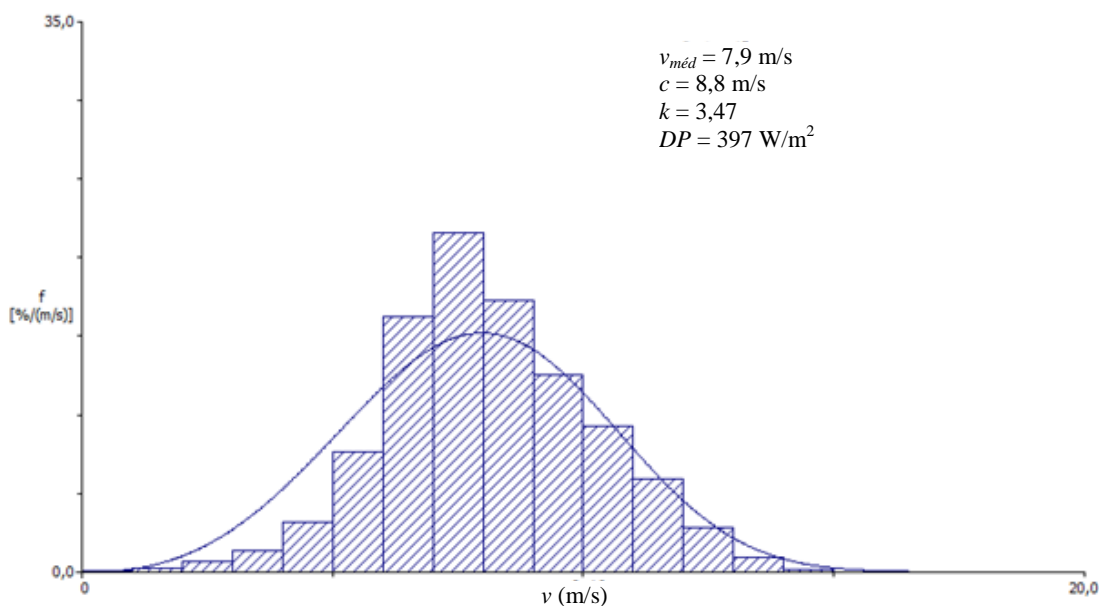


Figura 9 – Histograma da distribuição de frequência dos dados de vento da Tabela 2
Fonte: O Autor.

A distribuição da velocidade do vento ajustada ao histograma da Figura 9 pode ser descrita por uma distribuição de Weibull, dada pela seguinte Equação

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \left[\frac{s}{m}\right], \quad (11)$$

onde,

f	→	Função de densidade de probabilidade [s/m]
v	→	Velocidade do vento [m/s]
k	→	Fator de forma (adimensional)
c	→	Fator de escala [m/s].

Na Figura 9 os valores de k e c para a medição do período mencionado anteriormente da torre anemométrica RN05 é informada na legenda dessa figura e são, respectivamente, 3,47 e 8,8 m/s. Duas outras informações constam também na legenda: a densidade de potência, DP , calculada em 397 W/m^2 , e a velocidade média do vento, 7,9 m/s.

O fator de escala c está relacionado à velocidade média do vento no local, sendo expresso em unidades de velocidade. O fator de forma k está relacionado à variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, ou seja, representa a forma da função de distribuição da velocidade do vento.

Outra variável importante para projeto de parques eólicos, como se verá adiante, é a direção predominante do vento. Normalmente, as direções são divididas em setores, por exemplo, de $22,5^\circ$, a partir dos quais se determina a rosa dos ventos, que pode ser representada graficamente, conforme ilustra a Figura 10.

Como mostra a Figura 10, a identificação do ângulo da circunferência da rosa dos ventos é diferente da trigonométrica. No caso da rosa dos ventos, o norte é considerado a referência (0°), seguindo o sentido horário, com o leste a 90° , o sul a 180° e, finalmente, o oeste, a 270° . Assim, as medições anemométricas para identificar a direção do vento segue o critério descrito.

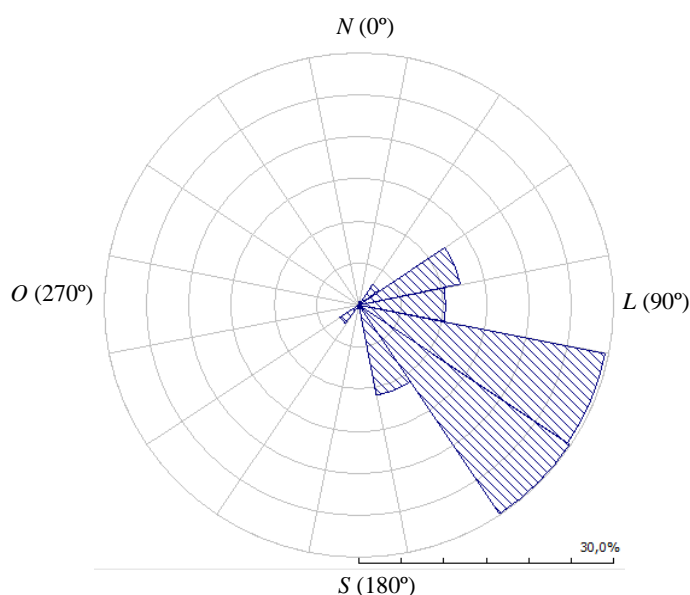


Figura 10 – Rosa dos ventos da medição da torre anemométrica RN05
Fonte: O Autor.

No caso das medições de direção do vento utilizadas para a elaboração da rosa dos ventos apresentada pela Figura 10, observa-se uma predominância entre os ângulos 100 e 140°, com quase 60% das ocorrências do período de medição de 19/01/2010 a 31/08/2013, da torre RN05. Outra característica importante que pode ser observada a partir das rosa dos ventos é que, apesar da torre se localizar muito próxima ao litoral, não são observadas medições no sentido norte, como seria de se esperar. Pode-se concluir que os ventos alísios que sopram na região praticamente inibem a circulação terciária de brisa marítima.

A rosa dos ventos e histograma da distribuição de frequência apresentadas pela Figura 9 e pela Figura 10 foram geradas pelo modelo de microescala WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*), a partir dos dados de medição da altura de 91,8 m, do período indicado anteriormente. O modelo utiliza o método dos momentos para estimar os parâmetros da distribuição de Weibull (Troen e Lundtang Petersen, 1989). As demais rosas dos ventos e histogramas de distribuição de frequência apresentadas neste documento foram também geradas pelo WASP.

2.1.9 Velocidade do vento com a altura

Analisando a camada limite atmosférica, Figura 6, na faixa de interesse para conversão da energia eólica, ou seja, na camada limite superficial, observa-se que

essa tem um comportamento que pode ser representado por uma função logarítmica ou por uma função exponencial. Dessa forma existem dois modelos de análise do comportamento da camada limite atmosférica: o perfil logarítmico e o perfil de potência.

O perfil logarítmico é dado pela Equação (12), onde é possível determinar a velocidade do vento v (m/s) na altura h (m) acima do nível do solo

$$v = \frac{v^*}{K} \cdot \ln \left[\frac{h}{z_o} \right] \quad \text{para } h > z_o \quad \left[\frac{m}{s} \right], \quad (12)$$

onde,

- v → Velocidade do vento no ponto a uma altura h do solo [m/s]
- v^* → Velocidade de atrito [m/s]
- K → Constante de von Karman ($K=0,4$) [adimensional]
- h → Altura acima do solo [m]
- z_o → Altura da rugosidade [m].

O comprimento da rugosidade z_o depende da altura, da forma e da densidade das saliências do solo, responsáveis pela resistência que se opõe ao movimento da massa de ar, resultando em redução da velocidade do vento próximo à superfície do solo.

A velocidade de atrito v^* representa a tensão de cisalhamento da camada sublaminar, ou seja, da primeira camada de ar junto ao solo. A velocidade de atrito é dada por

$$v^* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad \left[\frac{m}{s} \right], \quad (13)$$

onde,

- v^* → Velocidade de atrito [m/s]
- τ_w → Tensão de cisalhamento na superfície do solo [N/m²]
- ρ → Densidade do ar [kg/m³].

O perfil logarítmico da velocidade do vento pode ser usado para determinar a velocidade do vento em uma determinada altura, sabendo-se de sua velocidade em uma outra altura, através da Equação (15), obtida a partir da Equação (12).

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\frac{v^*}{K} \cdot \ln \left[\frac{h_1}{z_o} \right]}{\frac{v^*}{K} \cdot \ln \left[\frac{h_2}{z_o} \right]} = \frac{\ln \left[\frac{h_1}{z_o} \right]}{\ln \left[\frac{h_2}{z_o} \right]} \quad (14)$$

$$v_1 = v_2 \cdot \frac{\ln \left[\frac{h_1}{z_o} \right]}{\ln \left[\frac{h_2}{z_o} \right]} \quad \left[\frac{m}{s} \right] , \quad (15)$$

onde,

- v_1 → Velocidade do vento na altura 1 (h_1), que se deseja obter [m/s]
- v_2 → Velocidade do vento na altura 2 (h_2), que se conhece [m/s]
- h_1 → Altura acima do solo no ponto 1 [m]
- h_2 → Altura acima do solo no ponto 2 [m]
- z_o → Altura da rugosidade [m].

A outra forma de determinação da velocidade de vento em alturas diferentes, a partir da velocidade em uma altura conhecida, é através da Lei da Potência, dada por

$$v_1 = v_2 \cdot \left[\frac{h_1}{h_2} \right]^\alpha \quad \left[\frac{m}{s} \right] , \quad (16)$$

onde,

- v_1 → Velocidade do vento na altura 1 (h_1), que se deseja obter [m/s]
- v_2 → Velocidade do vento na altura 2 (h_2), que se conhece [m/s]
- h_1 → Altura acima do solo no ponto 1 [m]
- h_2 → Altura acima do solo no ponto 2 [m]

α → Expoente de potência no local, também conhecido como expoente da camada limite [adimensional].

O expoente α é diferente do comportamento da rugosidade z_o e varia desde $\alpha=0,06$, para locais lisos, como a água, até $\alpha=0,6$, para locais com alta rugosidade, como cidades. Esse método simplificado foi desenvolvido por Hellman (1915) e é ainda vastamente usado para análise preliminares ou que não tenham necessidade de grande precisão.

Como em uma torre anemométrica são instalados pelo menos dois anemômetros em alturas diferentes, é possível calcular o parâmetro α para cada par de velocidades conhecidas, v_1 e v_2 , respectivamente das alturas h_1 e h_2 , conforme a equação

$$\alpha = \frac{\ln \left[\frac{v_1}{v_2} \right]}{\ln \left[\frac{h_1}{h_2} \right]} . \quad (17)$$

Desta forma, com os novos valores de α para cada intervalo da medição, é possível calcular uma nova velocidade v_3 , não conhecida, para uma nova altura h_3 , substituindo a Equação (17) na Equação (16)

$$v_3 = v_1 \cdot \left[\frac{h_3}{h_1} \right]^{\frac{\ln \left[\frac{v_1}{v_2} \right]}{\ln \left[\frac{h_1}{h_2} \right]}} = v_2 \cdot \left[\frac{h_3}{h_2} \right]^{\frac{\ln \left[\frac{v_1}{v_2} \right]}{\ln \left[\frac{h_1}{h_2} \right]}} \quad \left[\frac{m}{s} \right] . \quad (18)$$

O comportamento logarítmico do vento sofre desvios para altura maiores que 50 m, aproximadamente. Isso ocorre porque diminui a influência da rugosidade sobre o vento, não sendo mais a única característica da superfície que tem relevância no comportamento do vento. Assim, para alturas acima de 50 m, o fluxo quente da superfície adquire maior relevância. Nesse caso, a equação do perfil logarítmico da velocidade do vento pode ser descrito por

$$v = \frac{v^*}{K} \cdot \left[\ln \left[\frac{h}{z_o} \right] - \Psi \right] \quad \left[\frac{m}{s} \right], \quad (19)$$

onde,

v	→	Velocidade do vento no ponto a uma altura h do solo [m/s]
v^*	→	Velocidade de atrito [m/s]
K	→	Constante de von Karman ($K=0,4$) [adimensional]
h	→	Altura acima do solo [m]
z_o	→	Altura da rugosidade [m]
Ψ	→	Fator de correção do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo (é uma função empírica).

A função Ψ é chamada de termo de correção porque faz a correção da influência do fluxo de calor do solo no comportamento da camada limite atmosférica. É fortemente dependente da estratificação atmosférica. Durante condições de instabilidade, tipicamente durante o dia, quando a temperatura do solo é elevada, há um fluxo de calor vertical acentuado, a partir do solo, resultando em maior turbulência e maiores distorções do perfil do vento. Por outro lado, durante condições estáveis, tipicamente à noite, quando o solo está frio, a turbulência é relativamente baixa e o perfil do vento é estável. Nesse último caso, com a estabilidade neutra, a função Ψ assume um valor muito pequeno ou nulo, e a Equação (19) volta a ter a forma da Equação (12).

Para condições estáveis

$$\Psi = -4,7 \cdot \frac{h}{L}, \quad (20)$$

e para condições instáveis

$$\Psi = - \left[1 - 16 \cdot \frac{h}{L} \right]^{1/4}, \quad (21)$$

onde:

h	→	Altura acima do solo [m]
L	→	Comprimento de estabilidade de Monin-Obukov [m ² /kg].

O comprimento de Monin-Obukov L é um parâmetro para a estabilidade atmosférica e relaciona o perfil da velocidade do vento à distribuição vertical da

temperatura, que é similar à forma do perfil da velocidade do vento. É determinada por:

$$L = \frac{T_o \cdot C_p \cdot v^{*3}}{K \cdot g \cdot H_o} \quad , \quad (22)$$

onde:

T_o	→	Temperatura absoluta da superfície [K]
C_p	→	Calor específico do ar à pressão atmosférica constante [J/(kg.K)]
v^*	→	Velocidade de atrito [m/s]
K	→	Constante de von Karman [$K=0,4$] [adimensional]
g	→	Aceleração da gravidade [m/s^2]
H_o	→	Fluxo de calor na superfície [J/s].

No presente trabalho, as observações das alturas das torres anemométricas, utilizadas para validar os métodos propostos, serão interpoladas e/ou extrapoladas para se gerar as séries de “observação” dos períodos disponíveis para a altura das medições disponíveis das torres anemométricas. No caso da UEE de Palmas a observação será interpolada/extrapolada para altura do rotor (44 m). Esse assunto é tratado em maiores detalhes nas Seções 5.1 e 5.2.

O mesmo será feito com as séries de previsões obtidas pela simulação do modelo numérico de previsão de tempo, 72 h à frente, a cada 10 minutos. Essas previsões são geradas em dois níveis ou alturas distintas: $h_1=39$ e $h_2=123$ m, que são fixas no modelo.

Dessa forma, as Seções 6.1.1 e 6.2.1. apresentam análises de sensibilidade entre as Equações (15) e (18), para se estimar a velocidade do vento (v_3) à altura desejada (h_3), que pode ser a altura do rotor ou altura da medição anemométrica, permitindo avaliações qualitativas do desempenho das referidas equações. Como mostrado anteriormente, cada uma dessas equações apresentam limitações e introduzem erros na interpolação/extrapolação, sobretudo quando as alturas da saída do modelo numérico e/ou as alturas das medições anemométricas disponíveis estão distante do eixo do aerogerador, sendo, portanto, necessária essa investigação.

É possível que uma equação apresente resultados melhores num caso e a outra equação ser mais representativa no outro, ou até mesmo similares.

A necessidade de se gerar séries de previsão e observação à altura do eixo do rotor decorre da necessidade de converter o vento em potência e energia. Essa conversão, apresentada no Capítulo 7, é realizada de diferentes formas: curvas de potência do aerogerador da UEE de Palmas e equações de regressão polinomiais.

2.1.10 Fatores fundamentais que impactam no aproveitamento do recurso eólico

O recurso eólico é identificado a partir de diferentes fontes de informação como: atlas eólicos, medições anemométricas disponíveis, dados meteorológicos resultados de processamento de modelos numéricos de previsão de tempo e evidências naturais.

Em 2001, foi elaborado o primeiro atlas do potencial eólico do Brasil (MME *et al.*, 2001), que foi estimado em aproximadamente 144 GW a 50 m de altura do solo. Posteriormente, em 2010, esse potencial foi reavaliado para mais de 300 GW (Souza *et al.*, 2008), em que a velocidade do vento à altura de 50 foi extrapolada para a de 100 m, utilizando a Equação (15), ambas previsões sem considerar o potencial eólico marítimo (*off shore*), conforme ilustra a Figura 11.

Paralelamente, governos de estados brasileiros e companhias de energia contrataram serviços para detalhar seu potencial eólico, como Bahia (Camargo, 2013), Paraná (Lactec *et al.*, 2007.a), Rio Grande do Norte (Cosern, 2003).

Nos últimos anos, com o avanço tecnológico, a disponibilidade do recurso eólico tornou-se bastante acessível, através de empresas que desenvolveram e oferecem serviços pela internet, em que se pode adquirir séries temporais históricas, em formatos que podem ser utilizados por *softwares* de engenharia. Entidades governamentais, como a NASA/MERRA (*National Aeronautics and Space Administration/Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application*), também disponibilizam diferentes séries temporais de dados de vento em diferentes alturas. Os dados fornecidos por essas empresas e entidades podem ser obtidas para qualquer região do planeta e são resultantes do processamento de modelos numéricos de previsão de tempo.

A limitação tanto dos atlas, quanto das séries temporais, são a resolução dos modelos de previsão e a qualidade e quantidade da base de dados utilizada para processar tais modelos. Assim, a precisão dessas fontes impedem o seu uso direto para projetos de parques eólicos, servindo apenas para uma primeira seleção entre áreas potenciais.

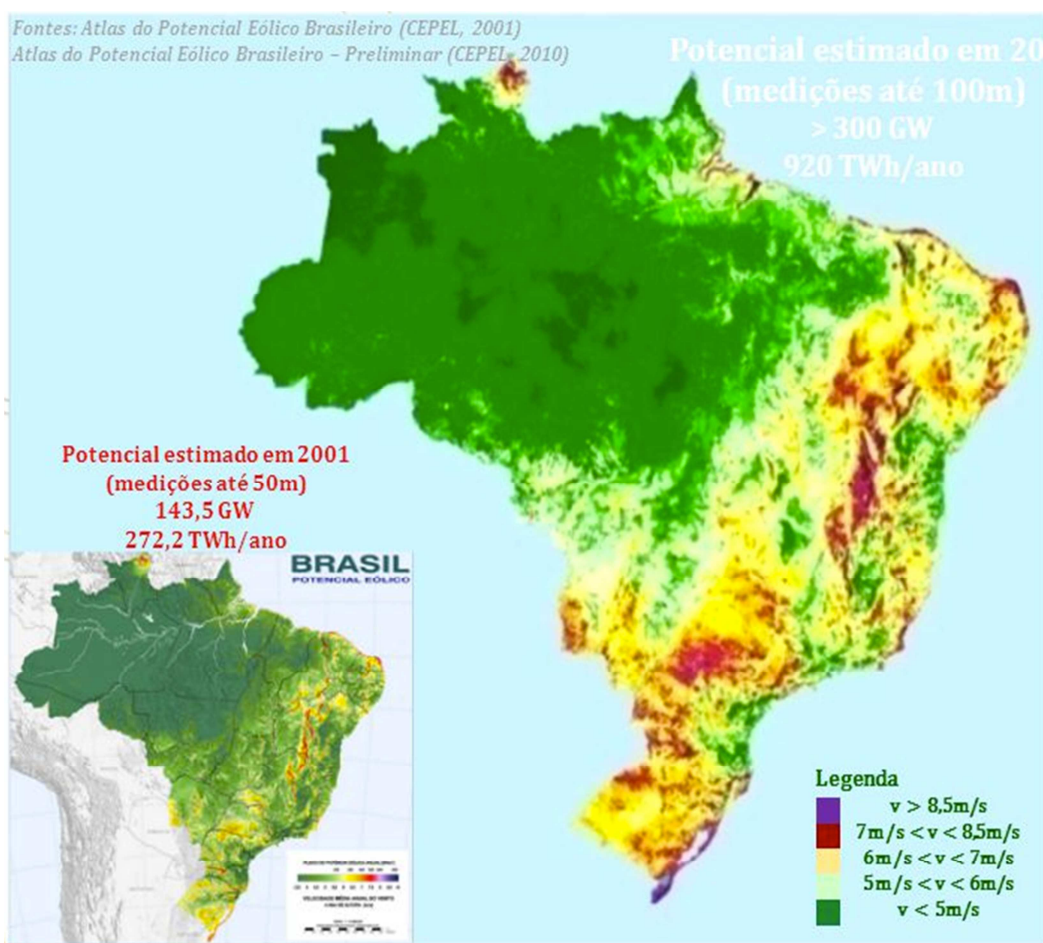


Figura 11 – Comparação do potencial eólico brasileiro a 50 m (figura menor) e a 100 m de altura (figura maior)
 Fonte: Souza *et al.*, 2008.

As evidências naturais podem ser observadas, sobretudo, na vegetação. É bastante comum nas regiões de ventos fortes árvores como a apresentada na Figura 12.

A vegetação pode identificar, grosseiramente, além da existência de ventos fortes, a sua direção predominante



Figura 12 - Árvore inclinada no litoral (Luis Correia) do Piauí
Fonte: internet.

Mesmo que uma área apresente um recurso eólico que seja interessante do ponto de vista energético, restrições locais podem inviabilizar seu aproveitamento. Entre eles se destacam: tipo de terreno, logística e infraestrutura.

Certos locais dificultam instalação de parques eólicos, como aqueles localizados em terrenos chamados de complexos, assim chamados por apresentar regiões muito íngremes. Esse tipo de terreno interfere sensivelmente no escoamento do vento, dificultando sua modelagem em *softwares* de engenharia, que podem resultar em consequências catastróficas para o projeto. As projeções de energia poderão ser sobre ou subdimensionadas (Mortensen *et al.*, 2006). A Figura 13 mostra um exemplo de um terreno complexo de uma região de Portugal, com altitude variando entre 933 e 1082 m, dos pontos 6 a 10 da referida Figura.

Mortensen *et al.* (2006) desenvolveram o índice de complexidade RIX (*ruggedness index*), que avalia complexidade topográfica de um terreno. O índice RIX indica percentualmente a fração da área de um terreno circular com um raio de 3.500 m, que excede a inclinação de 18° , considerada a inclinação crítica. Segundo esses autores, valores RIX acima de 30% indicam terrenos complexos, onde a maioria dos modelos que avaliam o escoamento do vento sobre a superfície, utilizados para projetos de parques eólicos, não conseguem reproduzir fielmente o fenômeno físico.

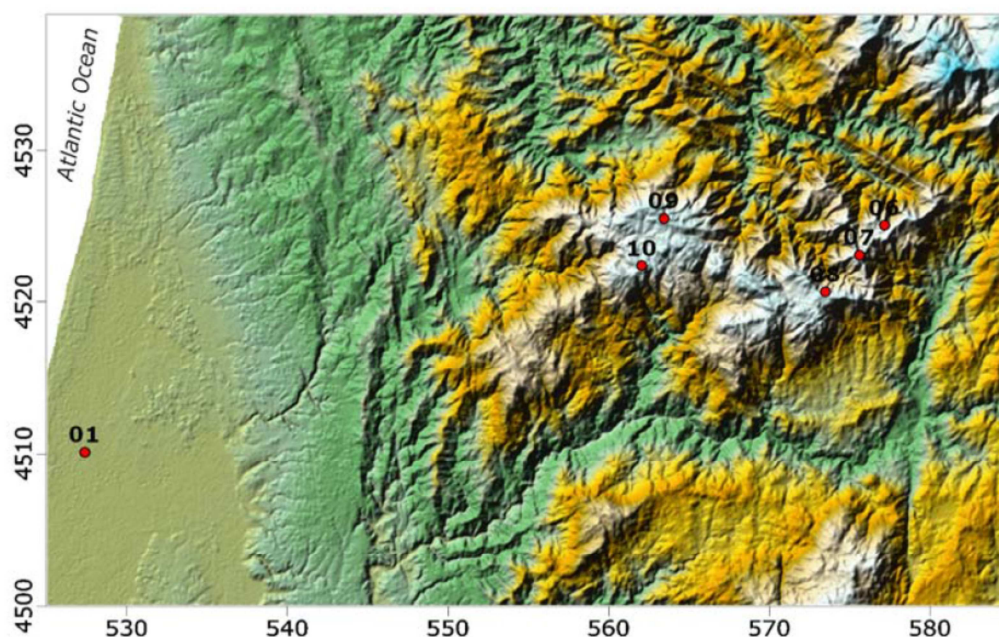


Figura 13 – Exemplo de terreno complexo em Portugal
 Fonte: Mortensen *et al.*, 2006.

A existência de morros, chapadas e escarpas nas proximidades de um parque eólico também podem afetar o desempenho energético, devido à aceleração orográfica e geração de vórtices e turbulência. A Figura 14 ilustra dois exemplos como ocorre essa aceleração das linhas de vento.

Outro fator local que pode interferir, senão na implantação, mas na disposição (leiaute) dos aerogeradores) é a rugosidade (z_o), como detalhado na Seção 2.1.9. A escala de comprimento da rugosidade varia de valores próximos a zero (superfície da água), próximos de 2 metros (florestas densas) e até 4 metros (cidades grandes com prédios altos).

A relação entre a rugosidade e o perfil logarítmico da velocidade do vento é dada pela Equação (12).

De acordo com a Equação (12), quanto mais alto o aproveitamento do recurso eólico (altura do aerogerador), menor a influência da rugosidade na velocidade do vento observada por este último.

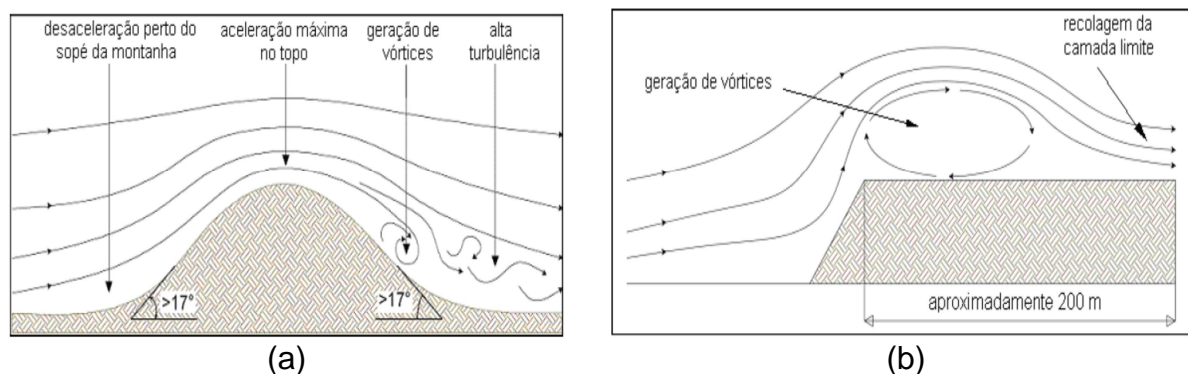


Figura 14 – (a) Influência de morros; (b) influência de chapadas e escarpas
Fonte: Lactec *et al.*, 2007.b.

Outra questão local importante está relacionada às questões de logística e infraestrutura. Equipamentos pesados e, no caso das pás, muito compridos, devem ser deslocados para o local do sítio escolhido, muitas vezes obrigando à abertura ou ampliação de acessos e estradas.

O acesso à rede elétrica é outro fator a ser considerado, pois é de responsabilidade do empreendedor. Assim, esses fatores de logística e acessos podem impactar financeira e/ou ambientalmente, podendo inviabilizar o empreendimento.

Construções isoladas (casas, silos, galpões) e árvores grandes podem ter influência significativa sobre os ventos locais. O grau de turbulência depende da permeabilidade do obstáculo, como no caso das árvores, e no ângulo de ataque do vento ao obstáculo. Esses obstáculos devem ser detalhadamente documentados e considerados no projeto.

A existência de áreas de preservação permanente, reservas indígenas, quilombolas, por exemplo, podem impedir a construção de parques eólicos. Esse impedimento não ocorre apenas pela instalação do parque, mas também pelo impacto que causará durante a fase de construção, sobretudo se estradas, acessos, linhas de transmissão tiverem que ser construídos e/ou ampliados nesses locais.

Nível de ruído e rotas de migração de pássaros são outros fatores que devem ser considerados.

Investigação do solo é outra questão não menos importante, uma vez que toneladas em fundação e equipamentos estarão sendo erguidos numa área muito

pequena. Em determinadas regiões do Nordeste brasileiro há ocorrência de cavernas subterrâneas, que podem tragar todo o conjunto do aerogerador.

Desta forma, uma consulta preliminar ao órgão ambiental responsável pela região é recomendável para se avaliar essas questões.

2.2 Turbinas eólicas e aerogeradores

A extração da energia cinética do vento é realizada por máquinas denominadas turbinas eólicas. Os aerogeradores são equipamentos para a produção de energia elétrica e são constituídos por diversos equipamentos, dos quais se destacam a turbina eólica e o gerador, mas também incluem outros equipamentos, dispositivos e sistemas.

A seguir serão apresentadas as principais características desses equipamentos (Custódio, 2013).

2.2.1 Turbinas eólicas de arraste e sustentação

Turbinas de arraste são aquelas em que o vento empurra as pás, forçando o rotor a girar. Os tipos mais comuns são: plana, cálice e Panemone. O vento, fluindo sobre as pás, provocará o surgimento de uma força de arraste, dada por

$$F_a = \frac{1}{2} \rho \cdot C_a \cdot A \cdot v^2 \quad [N], \quad (23)$$

onde,

F_a	→	Força de arraste aerodinâmico [N]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
C_a	→	Coeficiente de arrasto [adimensional]
v	→	Velocidade do vento [m/s]
A	→	Área varrida pela pá [m ²].

Nas turbinas de arraste, a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade do vento, o que limita sua eficiência. São frequentemente usadas para

bombear pequenos volumes d'água com ventos de baixa velocidade. Apresentam potências em torno de 0,5 kW para um rotor com diâmetro da ordem de 5 m.

As turbinas de sustentação usam aerofólios como pás similares às asas dos aviões, e são as mais comuns empregadas em aerogeradores para parques eólicos. Na Figura 15, é representada a incidência do ataque do vento na seção de uma pá de um rotor de uma turbina eólica de sustentação.

O vento v incide sobre a pá com um ângulo α em relação ao eixo da pá. O fluxo de ar é forçado a mudar de direção na pá, variando sua velocidade, o que, pela segunda lei de Newton, implica no surgimento de uma força de empuxo F_e . A força de empuxo pode ser decomposta em duas parcelas: a de sustentação, F_s , responsável pela sustentação aerodinâmica da pá e outra parcela é a força de arraste, F_a , provocada pela pressão do vento sobre a superfície da pá, empurrando-a de forma similar às turbinas de arraste.

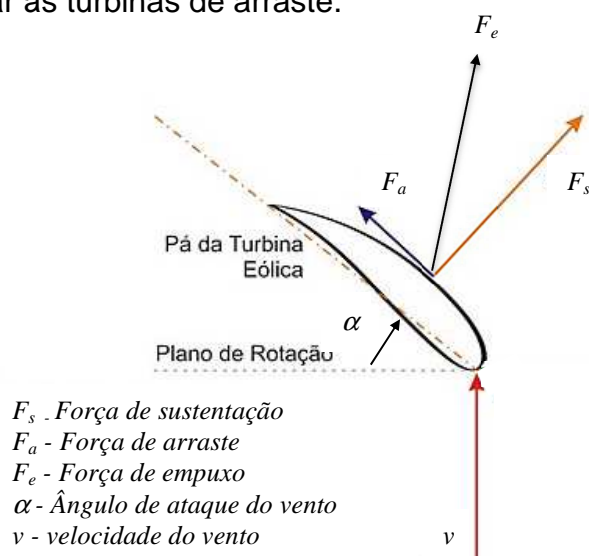


Figura 15 – Representação das forças existentes numa seção de pá de sustentação
Fonte: Custódio, 2013.

A força de sustentação F_s sobre uma seção da pá do rotor é dada por

$$F_s = \frac{1}{2} \rho \cdot C_s \cdot A \cdot v^2 \quad [N], \quad (24)$$

onde,

F_s → Força de sustentação [N]

ρ → Densidade do ar [kg/m^3]

C_s → Coeficiente de sustentação [adimensional]

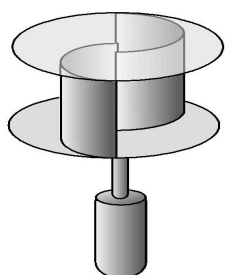
v → Velocidade do vento [m/s]

A → Área varrida pela pá [m²]

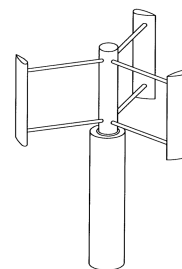
O coeficiente de sustentação C_s , também chamado de coeficiente de empuxo, depende das dimensões e características aerodinâmicas da seção da pá.

2.2.2 Orientação do eixo das turbinas eólicas

As turbinas eólicas podem ser construídas com o eixo horizontal ou vertical, como ilustrado na Figura 16, onde são mostrados exemplos dos tipos mais comuns.



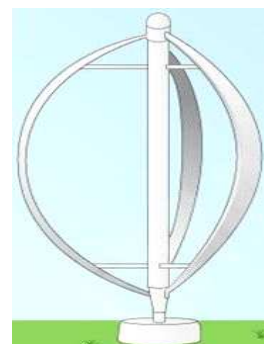
Savonius (eixo vertical)



Giromill (eixo vertical)



Eixo horizontal



Darrieus (eixo vertical)

Figura 16 – Turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical
Fone: Custódio, 2013.

As turbinas de eixo vertical não necessitam de mecanismos direcionais. Tem a vantagem do gerador e transmissão serem instalados no solo. As turbinas Darrieus e Savaonius são exemplos.

Na turbina Savonius a velocidade do rotor é baixa, sendo usada para bombeamento e moagem. Tem possibilidade de controle de torque com regulação

da passagem de ar entre as pás. Usa um rotor que não é estritamente de arraste, mas tem característica de pá com grande área para interceptar o vento. Isto significa mais material e problemas com a força do vento para grandes velocidades, o que provoca um momento que deve ser suportado pela pá e absorvido na base da torre, mesmo com o rotor parado. Uma vantagem é a sua facilidade de construção.

A turbina Darrieus é usada na geração de energia elétrica e a velocidade do rotor é alta, mais rápida que a do vento. Nesta máquina, o aerogerador é instalado no solo, facilitando sua montagem e manutenção.

Os rotores de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento para capturarem o máximo de energia. Esse tipo de turbina é o mais usado atualmente, especialmente em instalações de maior potência para produção comercial de energia elétrica, onde o gerador instalado no alto, junto à turbina (Figura 17).



Figura 17 – Tipo de turbina de eixo horizontal
Fonte: Internet.

Neste trabalho, são abordadas as turbinas de eixo horizontal, por serem as mais utilizadas comercialmente para a produção de energia elétrica e por serem aquelas que são utilizadas no parques eólicos utilizados como estudos de caso para validação do método de previsão da geração de energia.

2.2.3 *Extração da potência do vento*

Na Figura 18, é ilustrado o fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal. A vazão do ar pode ser representada pelo tubo de vazão mostrado na mesma figura.

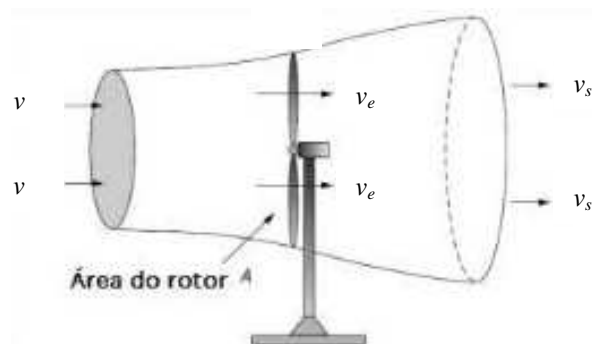


Figura 18 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica de eixo horizontal
Fonte: Custodio, 2013

A equação da continuidade de Bernoulli define que a vazão de um fluído é constante para diferentes localizações ao longo de um tubo de vazão, considerando-se que não há fluxo de massa através dos limites do tubo de vazões e assumindo-se que a densidade do ar é constante, o que é válido para velocidades de vento menores que 100 m/s (fluído incompressível).

Assim, tem-se

$$Q = A \cdot v = A_e \cdot v_e = A_s \cdot v_s \quad \left[\frac{m^3}{s} \right], \quad (25)$$

onde,

- | | | |
|-------|---|--|
| Q | → | Vazão do ar que atravessa a turbina eólica dentro do tubo de vazões [m^3/s] |
| v | → | Velocidade do vento livre, antes da turbina [m/s] |
| A | → | Área da seção transversal do tubo de vazão do ar que atravessa a turbina, antes da turbina, onde o vento é livre [m^2] |
| v_e | → | Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina [m/s] |
| A_e | → | Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na entrada do rotor da turbina [m^2] |

- v_s → Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina [m/s]
- A_s → Área da seção transversal do tubo de vazão do ar na saída do rotor da turbina [m²].

Ao converter a energia cinética do vento, a turbina eólica provocará a redução de velocidade do vento na saída do rotor, o que resultará no aumento do diâmetro do tubo de vazões da Figura 18, de acordo com a Equação (25).

A potência do vento extraída pela turbina eólica é a diferença de potência entre o fluxo de ar na entrada e na saída do rotor eólico, ou seja

$$P_t = P_e - P_s \quad [W], \quad (26)$$

onde,

- P_t → Potência extraída do vento pela turbina eólica [W]
- P_e → Potência disponível no vento na entrada do rotor eólico [W]
- P_s → Potência disponível no vento na saída do rotor eólico [W].

Se o vento perde muita velocidade atrás do rotor, o ar irá fluir em volta da área do rotor, em vez de atravessá-lo. Por isso, a máxima potência que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica apresenta uma limitação que é referente a uma velocidade do vento na saída do rotor eólico que não pode ser inferior a 1/3 da velocidade do vento incidente. Neste caso, o rotor absorve a energia equivalente a 2/3 da energia disponível no vento livre antes da turbina. Ou seja, a máxima transferência de potência

$$v_e = \frac{2}{3} v; \quad v_s = \frac{1}{3} v \quad \left[\frac{m}{s} \right], \quad (27)$$

onde,

- v → Velocidade do vento livre, antes da turbina [m/s]
- v_e → Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina [m/s]
- v_s → Velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina [m/s].

A potência do vento na entrada da turbina eólica é dada por

$$P_e = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v^2 \quad [W], \quad (28)$$

onde,

P_e	→	Potência disponível no vento na entrada do rotor eólico [W]
\dot{m}	→	Fluxo de massa de ar [kg/s]
v	→	Velocidade do vento livre, antes da turbina [m/s].

Sendo que

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_e \quad \left[\frac{kg}{s} \right], \quad (29)$$

onde,

\dot{m}	→	Fluxo de massa de ar [kg/s]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
A	→	Área da seção transversal [m ²]
v_e	→	Velocidade do vento na entrada da turbina [m/s].

Então, a partir das Equações (28) e (29), a potência do vento na entrada da turbina eólica será

$$P_e = \frac{1}{2} \left[\rho \cdot A \cdot \frac{2}{3} \cdot v \right] \cdot v^2 \quad [W], \quad (30)$$

onde,

\dot{m}	→	Fluxo de massa de ar [kg/s]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
A	→	Área da seção transversal [m ²]
v_e	→	Velocidade do vento na entrada da turbina [m/s].

De forma similar, pode-se determinar a equação da potência do vento na saída da turbina, a partir da Equação (29), substituindo v_e por v_s , considerando que $v_s = v/3$. Assim, tem-se

$$P_s = \frac{1}{2} \left[\rho \cdot A \cdot \frac{2}{3} \cdot v \right] \cdot \left[\frac{1}{3} v \right]^2 \quad [W]. \quad (31)$$

Substituindo-se as Equações (30) e (31) na Equação (26), tem-se a máxima potência do vento que pode ser extraída por uma turbina eólica

$$P_{t_{m\acute{a}x}} = \frac{1}{2} \left[\rho \cdot A \cdot \frac{2}{3} \cdot v \right] \cdot v^2 - \frac{1}{2} \left[\rho \cdot A \cdot \frac{2}{3} \cdot v \right] \cdot \left[\frac{1}{3} v \right]^2 \quad [W], \quad (32)$$

ou

$$P_{t_{m\acute{a}x}} = \frac{16}{27} \left[\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \right] = \frac{16}{27} P \quad [W] \quad (33)$$

onde,

$P_{tm\acute{a}x}$	→	Máxima potência que pode ser extraída do vento por uma turbina ideal [W]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
v	→	Velocidade do vento [m/s]
A	→	Área da seção transversal varrida pelo rotor da turbina [m ²]
P	→	Potência disponível no vento [W].

Portanto, uma turbina eólica ideal poderá extrair no máximo 16/27 ou 59,3% da potência disponível no vento. Esse limite é conhecido como Máximo de Betz ou Coeficiente de Betz.

Uma vez que existem perdas aerodinâmicas na conversão da energia eólica, surge um novo coeficiente, conhecido como coeficiente de potência, que indica a relação entre a potência realmente extraída pelo vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento, ou seja

$$C_p = \left[\frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3} \right] \quad [adimensional], \quad (34)$$

onde:

C_p	→	Coeficiente de potência [adimensional]
P_t	→	Potência produzida por uma turbina eólica [W]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m^3]
v	→	Velocidade do vento que incide na turbina eólica [m/s]
A	→	Área da seção transversal varrida pelo rotor da turbina [m^2].

O coeficiente de potência C_p de uma turbina eólica varia de acordo com a velocidade do vento, como mostra o gráfico da Figura 19. Essa variação deve-se ao fato das pás do rotor da turbina alterarem suas eficiências aerodinâmicas em função da variação da velocidade do vento incidente. O ponto máximo da C_p versus v mostrada na Figura 19 representa a máxima eficiência da turbina.

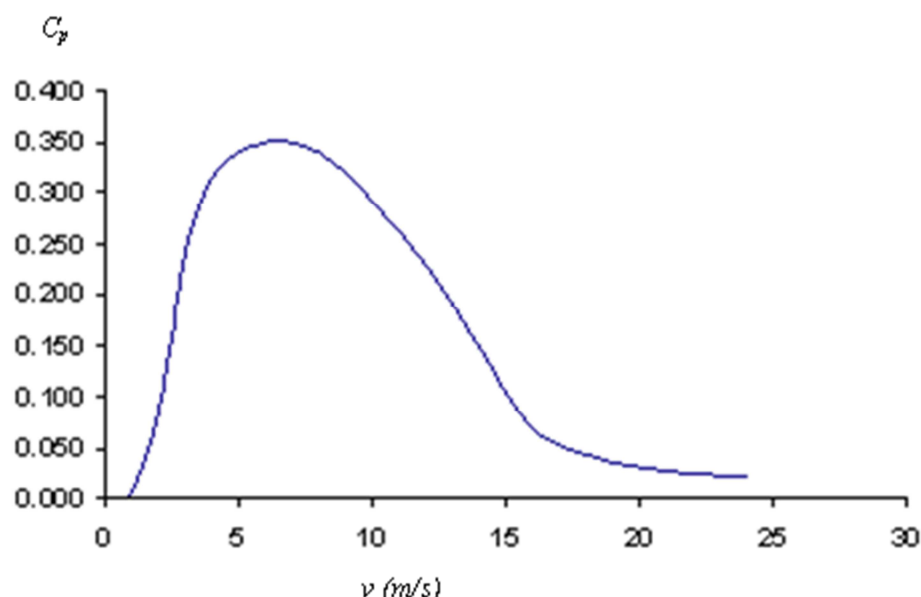


Figura 19 – Exemplo de coeficiente de potência C_p
Fonte: Custodio, 2013.

A partir da Equação (34) do coeficiente de potência é possível deduzir a equação da potência de uma turbina eólica

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W], \quad (35)$$

onde todos os parâmetros já foram definidos anteriormente.

Entretanto, os aerogeradores apresentam perdas em seus componentes que refletem em seu desempenho, reduzindo seu rendimento. As principais perdas são

no multiplicador, no gerador, no transformador e nos sistemas elétricos associados. Esses equipamentos serão detalhados na Seção 2.2.6.

As perdas no multiplicador são causadas, principalmente, pelo atrito entre as engrenagens, o que gera perda na forma de calor. Estas são minimizadas com uso de óleo lubrificante e refrigeração das engrenagens. É necessário que o óleo seja substituído periodicamente, uma vez que o atrito e o calor gera degradação, reduzindo o rendimento do multiplicador.

Os geradores apresentam perdas mecânicas, elétricas e magnéticas. As perdas mecânicas são causadas pelo atrito das partes móveis, como mancais e ventilação. As perdas elétricas são devido à circulação de corrente elétrica nos seus enrolamentos que, devido ao efeito Joule, transformam parte da energia em calor. Já os fluxos magnéticos no núcleo do gerador, tanto no estator como no rotor, provocam perdas por histerese, por correntes parasitas e por saturação magnética, que também produzem calor.

Os transformadores têm perdas eletromagnéticas semelhantes aos geradores. Como o equipamento é estático, não apresenta perdas associadas ao movimento.

Os sistemas elétricos têm perdas associadas aos fenômenos eletromagnéticos, tais como: efeitos Joule e Corona, dependendo do tipo de dispositivo. Como esses sistemas usam disjuntores, chaves, cabos, tiristores, capacitores e pontes conversoras, diversas e diferentes perdas estão presentes. Entretanto, esses equipamentos são caracterizados por apresentarem rendimento superior a 95%.

O rendimento total do aerogerador leva em conta todas as perdas, ou seja, o rendimento individual de cada componente, incluindo a turbina eólica. Assim, a potência elétrica de um aerogerador é dada por

$$P_{el} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \eta \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W], \quad (36)$$

onde:

P_{el}	→	Potência elétrica produzida por um aerogerador [W]
C_p	→	Coeficiente de potência [adimensional]

η	→	Rendimento do aerogerador [adimensional]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m^3]
v	→	Velocidade do vento que incide na turbina eólica [m/s]
A	→	Área da seção transversal varrida pelo rotor da turbina [m^2].

2.2.4 Controle de potência e velocidade das turbinas eólicas

A pá do rotor de uma turbina eólica tem um perfil especialmente projetado, similar aos usados para asas dos aviões, de forma que as forças aerodinâmicas geradas ao longo do referido perfil convertem a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional, como apresentado na Seção 2.2.1. Com a velocidade do fluxo de ar aumentando, as forças de sustentação aerodinâmicas aumentam com a segunda potência e a energia extraída com a terceira potência da velocidade do vento. Essa situação necessita um controle de potência do rotor efetivo e rápido.

As modernas turbinas usam dois princípios de controle aerodinâmico diferentes: um passivo, chamado estol (*stall control*), e outro ativo, chamado controle de passo (*pitch control*).

Controle por estol

É um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas e não podem ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de tal maneira que, para velocidades de ventos maiores que a nominal, o fluxo em torno do perfil da pá do rotor se descola da superfície (estol), ou seja, o fluxo se afasta da superfície da pá, surgindo regiões de turbulência entre esse fluxo e a superfície.

Para evitar que o estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria drasticamente a potência do rotor, as pás possuem uma torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento de estol. Sob todas as condições de velocidade de vento superior à nominal, o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente deslocado da superfície, produzindo sustentações menores e forças de arrasto mais elevadas.

As turbinas que utilizam esse tipo de controle são turbinas mais simples do que aquelas que utilizam o controle por passo, uma vez que tem uma estrutura de cubo mais simples, menos manutenção devido a um número menor de peças móveis e autocontrole de potência.

Controle de passo

É um sistema de controle ativo, que necessita de um sinal do gerador de potência. Sempre que a potência nominal do aerogerador for ultrapassada, devido ao aumento das velocidades do vento, as pás do rotor serão giradas em torno de seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de passo para aumentar o ângulo de ataque do fluxo de ar. Esse processo reduz as forças aerodinâmicas atuantes e a extração de potência do vento pela turbina. As pás dos aerogeradores que apresentam esse tipo de controle podem girar em torno de 90° de forma a encontrar o ângulo de ataque adequado.

Para todas as velocidades do vento superiores à nominal, o ângulo de ataque é escolhido de tal maneira que a turbina eólica produza apenas a potência nominal. Sob todas as condições de vento, até que a turbina atinja a potência nominal, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície, produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto. Após atingir a potência nominal do gerador, para manter a potência constante, basta alterar o ângulo de ataque das pás de forma a produzir o estol e, dessa forma, a perda de sustentação suficiente para manutenção da potência transferida pelo rotor.

As turbinas com controle de passo são mais sofisticadas que as de passo fixo, controladas por estol, porque necessitam de um sistema de variação de passo. Por outro lado, têm as seguintes vantagens: permitem controle da potência ativa sob todas as condições de vento; podem alcançar a potência nominal mesmo sob condições de baixa densidade do ar, como em grandes altitudes e altas temperaturas; maior produção de energia sob as mesmas condições, sem redução da eficiência na adaptação ao estol da pá; partida simples do rotor pela mudança de passo; dispensa o uso de grandes freios para paradas de emergência, feitas pela mudança de passo (freio aerodinâmico); cargas das pás do rotor decrescentes para

ventos acima da potência nominal; posição de embandeiramento (as pás são alinhadas paralelamente à direção do vento, para evitar o contato com a torre do aerogerador) das pás do rotor para ventos extremos e massa das pás do rotor menores.

Controle por estol ativo

Um sistema de controle de potência e velocidade híbrido, misturando os controle estol e de passo, é chamado de estol ativo. Nesse caso, o passo da pá do rotor é girado na direção do estol e não na direção da posição de embandeiramento (menor sustentação), como é feito em sistema de passo normais. As vantagens deste sistema são: mudanças mínimas no ângulo do passo; possibilidade de controle da potência sob condições de potência parcial (ventos baixos); a posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de ventos extremos; e construção mais simples do que as turbinas com controle de passo.

2.2.5 Controle de frequência de um aerogerador

O objetivo de um aerogerador é, a partir da energia eólica, a produção de energia elétrica, que deve estar na frequência padronizada da rede. Entretanto, a frequência de geração elétrica varia com a rotação do gerador elétrico e, essa, em um aerogerador, varia com a rotação da turbina. Essa rotação é afetada pela velocidade do vento, que é uma variável sem controle. Portanto, o controle de frequência é da maior importância em um aerogerador e exige soluções adequadas e complexas.

Aerogerador com velocidade variável

O rotor de velocidade variável normalmente é combinado com o sistema de controle de ângulo de passo, que permite uma ampla faixa de adaptações a diferentes condições de operação.

A ideia básica do aerogerador com velocidade variável é o desacoplamento da velocidade de rotação e, conseqüentemente, do rotor do aerogerador, da

frequência elétrica da rede. O rotor pode funcionar com velocidade variável ajustada à situação real da velocidade do vento, garantindo um desempenho aerodinâmico maximizado. Uma vantagem é a redução das flutuações de carga mecânica. As desvantagens são os altos esforços de construção e a geração de harmônicos, associados à conversão de frequência, que podem ser reduzidos significativamente com o uso de filtros que, por sua vez, aumentam os custos.

Os aerogeradores com velocidade variável podem usar geradores síncronos ou assíncronos como mostra a Figura 20.

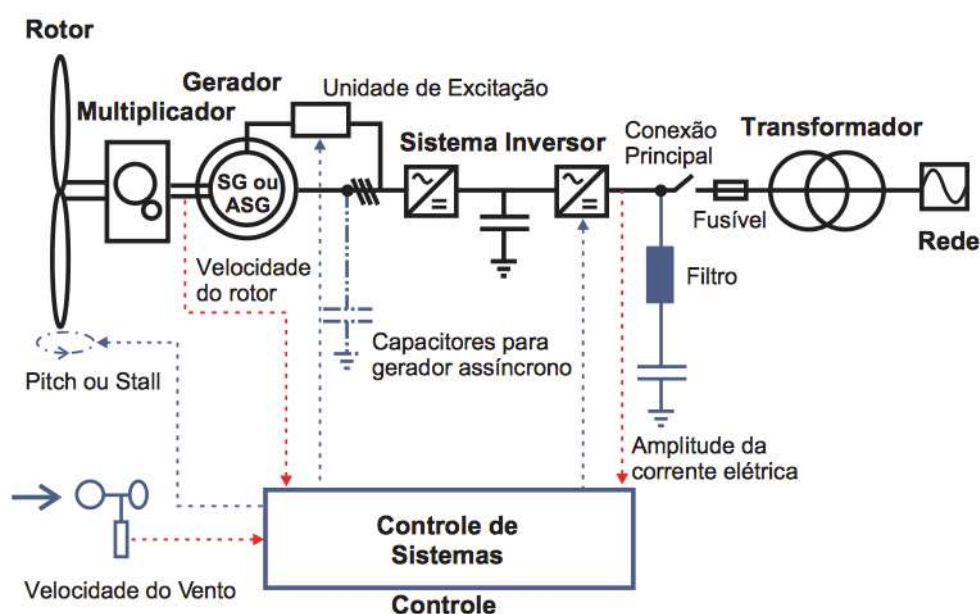


Figura 20 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica
Fonte: Dutra *et al.*, 2008.

A conexão ao sistema elétrico é feita por meio de um conversor de frequência eletrônico, formado por um conjunto retificador/inversor. A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente contínua resultante é invertida, com o controle da frequência de saída sendo feito eletronicamente através dos tiristores. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável em função da variação da rotação da turbina eólica. Entretanto, por meio do conversor, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico.

Quando são usados geradores assíncronos, ou de indução, é necessário prover energia reativa para a excitação do gerador, que pode ser feita por auto-

excitação, usando-se capacitores adequadamente dimensionados, de forma similar ao caso do aerogerador com velocidade constante. Neste caso, deve-se instalar os capacitores antes do retificador, uma vez que o conversor de frequência faz isolamento galvânico no sistema, não permitindo a absorção de energia reativa externa, seja do sistema elétrico ou de capacitores.

Outra opção é o uso de geradores assíncronos duplamente alimentados, isto é, com dois enrolamentos que apresentam velocidades síncronas diferentes. O uso de enrolamento rotórico associado a uma resistência variável, em série, permite o controle da velocidade do gerador pela variação do escorregamento, mantendo a frequência elétrica do gerador no valor definido pelo sistema elétrico ao qual o aerogerador está conectado.

O perfil aerodinamicamente otimizado das turbinas eólicas é baseado numa relação fixa entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento, chamada de relação λ . Para manter a máxima eficiência aerodinâmica o rotor deve mudar sua velocidade rotacional de acordo com a velocidade do vento. Em outras palavras, ventos baixos com velocidades do rotor baixas, e ventos altos com velocidades do rotor altas.

Essas máquinas apresentam as seguintes vantagens: maior extração da energia do vento; flutuações pequenas de potência em relação à potência nominal; cargas menores no rotor devido à ação de rajadas; pequenas taxas de variação de passo; baixa velocidade do rotor em condições de baixa velocidade do vento, que reduz consideravelmente a emissão de ruído.

Aerogerador com velocidade constante

Manter o rotor da turbina eólica com velocidade constante é a maneira mais simples de operar um aerogerador. É usado um gerador assíncrono conectado diretamente à rede. Com o sincronismo do gerador de indução, o rotor opera com velocidade aproximadamente constante porque o sistema elétrico, mais forte, mantém a frequência do gerador e, em consequência, a velocidade do rotor. O torque da turbina varia de acordo com a mudança da velocidade do vento, resultando em maior escorregamento do gerador, o qual fornecerá maior potência.

A relação da velocidade da ponta da pá λ não pode ser mantida constante durante a operação, o que significa que a eficiência aerodinâmica alcança seu ponto ótimo apenas com uma velocidade do rotor, que é a velocidade do vento de projeto da pá do rotor. Nas outras velocidades do vento, a eficiência é menor que a máxima.

Para melhor adaptar a operação do rotor ao ponto ótimo do projeto aerodinâmico, os fabricantes, frequentemente, utilizam geradores de indução de dupla velocidade, que permite mudar a velocidade do rotor em dois estágios. Nas baixas velocidades, o gerador opera com uma rotação baixa (número de polos maior) e, em velocidades de vento altas, opera com alta velocidade rotacional (número de polos menor).

A operação de aerogeradores de velocidade constante, de um ou dois estágios, é a maneira mais simples de controle de velocidade do rotor porque a frequência da rede elétrica assume o controle da velocidade.

A Figura 21 mostra um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade constante. Estas máquinas usam geradores elétricos assíncronos, ou de indução de um dois estágios, cuja maior vantagem é sua construção simples e barata, além de dispensarem dispositivos de sincronismo. As desvantagens destes geradores são as altas correntes de partida e sua demanda por potência reativa. As altas correntes de partida podem ser suavizadas por um tiristor de corrente, ou de partida.

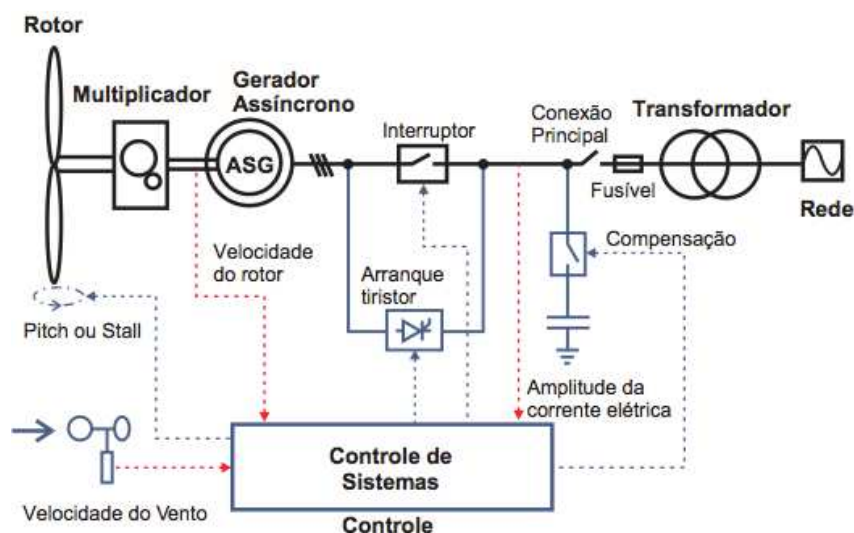


Figura 21 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade constante
Fonte: Dutra *et al.*, 2008.

2.2.6 Partes de um aerogerador

Um aerogerador é formado por diversos componentes e sistemas, ilustrado na Figura 22. Os componentes usuais são descritos a seguir.

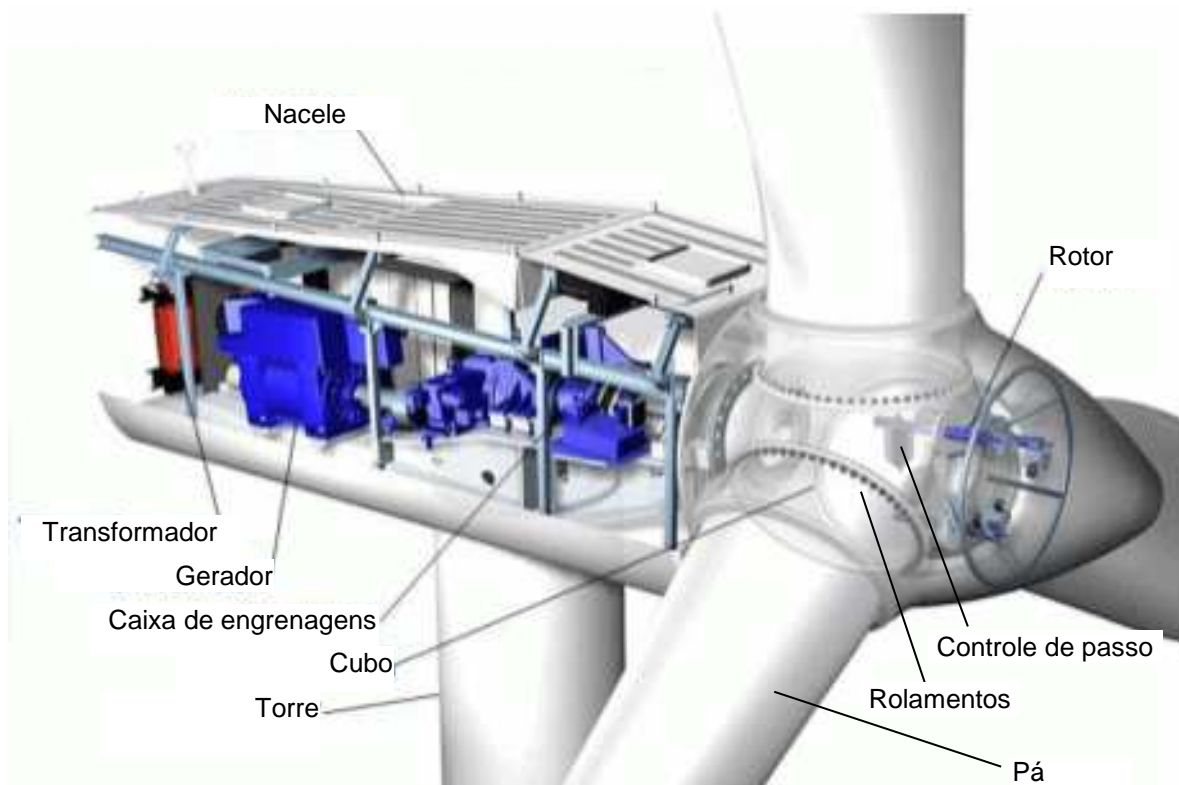


Figura 22 – Partes de um aerogerador. Fonte: Internet.

Pás

São perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. São fabricadas em fibra de vidro, reforçadas com epóxi e/ou madeira. A fixação no cubo é feita pela inserção de raiz em aço inoxidável.

Nas turbinas que usam controle de velocidade por passo, que será apresentado mais adiante, a pá dispõe de rolamentos em sua base, possibilitando que gire para alterar o ângulo de ataque do vento.

Cubo das pás

É a ponta do eixo da turbina, em forma de cubo, onde são fixadas as pás, por meio de flanges. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência. Todo

maquinário no seu interior é dividido em partes compactas, cada uma com tamanho tal que, mesmo para grandes aerogeradores, permite o seu transporte para montagem no local.

Eixo

Responsável pelo acionamento do gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência.

Nacele

É a carcaça sobre a torre, onde se situam o gerador e os demais dispositivos do aerogerador localizados no alto, junto à turbina. O tamanho e o projeto variam de modelo para modelo, dependendo da disposição dos componentes, do uso ou não de caixa de engrenagens e do *design* adotado pelo fabricante.

Torre

Estrutura com a função de elevar a turbina do solo até uma altura conveniente, onde o vento tem maior velocidade, e o desempenho do aerogerador será maior. Pode ser de dois tipos: tubular cônica ou treliçada.

As torres cônicas podem ser construídas em aço ou concreto, enquanto que as treliçadas são construídas em aço. No topo da torre é montado um rolamento chamado rolamento principal, que possibilita o movimento da nacele e, conseqüentemente, da turbina, de forma a permitir o alinhamento dessa com o vento, à medida que este muda de direção.

As torres treliçadas são pouco usadas. Embora mais baratas e de montagem e transporte mais simples, apresentam riscos de instabilidade, pela presença de frequências harmônicas de vibração de difícil definição e dimensionamento, devido à ampla e complexa resposta no domínio da frequência do comportamento do vento.

Fundações

A fundação, ou base, é uma estrutura de concreto armado responsável pela sustentação do aerogerador.

Sistema de mudança de direção

Montado dentro da nacele, o sistema tem como função alinhar a turbina com o vento. Dispõe de um sistema eletrônico que verifica a direção do vento medida e, se necessário, gira o conjunto nacele-turbina. Um motor elétrico, ou até mesmo dois, como redundância, é responsável pelo movimento do conjunto, que gira sobre a torre com o auxílio do rolamento principal. Também é composto por engrenagens para ajustar a velocidade de giro. A mudança da direção é feita a baixa velocidade, geralmente menor que 0,5°/s, de forma a evitar turbulências e esforços extras à turbina.

Caixa de engrenagens

A turbina gira a baixas velocidades, enquanto que o gerador elétrico apresenta velocidades altas e, para seu acoplamento, é usada uma caixa multiplicadora, ou redutora. Alguns modelos de aerogeradores dispensam esse dispositivo, fazendo o acoplamento direto da turbina com o gerador. Neste caso, são usados geradores de rotação menor com elevado número de polos no seu rotor, do tipo gerador de polos salientes.

Unidade hidráulica

O uso da caixa de engrenagem exige a necessidade de óleo para lubrificação e refrigeração. Para tal, há um sistema hidráulico com bombas, trocadores de calor e sistemas de comando, supervisão e controle. Em aerogeradores onde o acoplamento turbina-gerador é direto, esse sistema é desnecessário.

Freio

É de aço e geralmente em forma de disco. Usado para paradas de emergência ou tempestades. Alguns fabricantes recomendam que se mantenha o aerogerador freado quando fora de operação.

Unidade de controle

Responsável pelo controle elétrico e supervisão do aerogerador e dos sistemas periféricos. Os equipamentos e sistemas que a compõem são montados na nacele e na base da torre, no seu interior. Na nacele, se situam, geralmente, sensores, medidores e motores, enquanto que, na base da torre, no seu interior, se situa o painel de controle com os sistemas digitais e analógicos usados no controle e supervisão do aerogerador. Dispõe de um quadro de alarmes e sistema de comunicação que permite a supervisão e o controle à distância.

Sensores de medição de vento

São montados sobre a nacele com objetivo de medir a velocidade e direção do vento, anemômetro e *wind vane*, respectivamente. As medições alimentam o sistema de controle e servem, ainda, para monitoramento de desempenho do aerogerador.

Gerador

É o equipamento responsável pela produção de energia elétrica. Aerogeradores podem utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos, dependendo do modelo, da potência e das condições de uso.

Os aerogeradores de velocidade variável podem utilizar gerador síncrono, que tem capacidade de controlar, através da excitação, a tensão e a potência reativa gerada, o que é impossível nos geradores assíncronos. Entretanto, a frequência é diretamente proporcional à velocidade de rotação do rotor, o que pode exigir o uso de sistemas de conversão de frequência.

Os sistemas de conversão de frequência utilizam a eletrônica de potência, constituindo-se de um retificador AC-DC (*alternating current – direct current*) e um inversor DC-AC, possibilitando controle da onda de saída: frequência, fator de potência e amplitude.

Alguns modelos de aerogerador utilizam mais de um gerador, de diferentes potências. Um gerador de potência maior é projetado para operar na potência nominal do aerogerador, a partir de uma determinada velocidade de vento. Outro gerador, de potência menor, é utilizado no início da operação e permite que a velocidade de partida seja bem reduzida (até 2,5 m/s), melhorando o desempenho do aerogerador. O gerador de menor capacidade é desligado quando a velocidade do vento alcança um valor maior, quando, então, entra em operação o gerador de maior capacidade.

Transformador

Equipamento elétrico que eleva a tensão de geração ao valor da rede elétrica ao qual o aerogerador será conectado. Pode ser instalado no chão, na nacele ou na torre, tanto internamente quanto do lado de fora.

2.2.7 Classe de um aerogerador

Os aerogeradores são classificados de acordo com sua robustez em relação às condições ambientais externas. Ou seja, as turbinas eólicas são dimensionadas de forma a suportar determinadas condições de vento e turbulência, previamente estabelecidas. A classificação adotada amplamente no mercado internacional é a da norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) 61400-1, relacionada a turbinas eólicas.

As classes IEC de aerogeradores são definidas em função de parâmetros de velocidade de vento extremo e turbulência, apresentando faixas de robustez, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Classes IEC de aerogeradores

Classes		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,50	37,50	Valores especificados pelo projetista
A	$I_{ref}(\%)$	16			
B	$I_{ref}(\%)$	14			
C	$I_{ref}(\%)$	12			

onde:

- V_{ref} → Velocidade do vento de referência (média do intervalo de 10 minutos [m/s])
- I_{ref} → Valor esperado médio da intensidade da turbulência, a 15 m/s [%]
- A → Categoria para características de turbulência mais alta [adimensional]
- B → Categoria para características de turbulência média [adimensional]
- C → Categoria para características de turbulência mais baixa [adimensional]
- S → Categoria para características de I_{ref} e V_{ref} definidas pelo projetista e/ou fabricante.

A velocidade de referência V_{ref} é o parâmetro básico para a velocidade do vento usado para definir as classes dos aerogeradores. Um aerogerador projetado para uma velocidade de referência V_{ref} indica que deverá suportar condições climáticas para as quais a velocidade extrema do vento medida em um intervalo de tempo de 10 minutos, com um período de recorrência de 50 anos, na altura do cubo do aerogerador, seja menor ou igual a V_{ref} .

A turbulência I_{ref} é calculada pela seguinte equação

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}} \cdot 100 \quad [\%], \quad (37)$$

onde,

I	→	Intensidade da turbulência [%]
σ	→	Desvio padrão da flutuação da velocidade do vento [m/s]
\bar{v}	→	Velocidade média do vento [m/s].

Para I_{ref} , $\bar{v} = 15$ m/s, de acordo com a norma IEC 61400-1.

Portanto, um aerogerador de classe II-A deverá suportar ventos de até 42,5 m/s e índice de turbulência de até 16%.

A intenção da classe IEC é abordar a maioria das aplicações. Os valores dos parâmetros da turbulência e velocidade de vento têm por finalidade representarem muitos sítios distintos e não oferecer uma representação precisa de nenhum sítio específico.

As classes I, II e III, definidas na norma técnica IEC 61400-1, não se aplicam às condições de instalações marítimas (*off shore*) nem às condições de ventos decorrentes de tempestades tropicais, tais como: furacões, ciclones e tufões. Tais condições podem exigir que o projeto do aerogerador seja de classe S, onde o projetista, e/ou cliente, define as condições que o aerogerador deve atender.

Adicionalmente, o tempo de vida útil de um aerogerador de classe I, II ou III deverá ser de, no mínimo, vinte anos.

2.2.8 Produção e fator de capacidade de um aerogerador

A produção de energia de um aerogerador é o fator econômico mais importante a ser estimado. Incertezas na determinação da velocidade do vento e da curva de potência de um aerogerador contribuem para erros na predição da energia gerada e levam a um risco financeiro mais elevado.

A estimativa de produção de energia é realizada em uma base anual, uma vez que essa depende do comportamento do vento, que apresenta variações sazonais ao longo do ano. A produção anual de eletricidade denominada produção anual de energia (PAE). É obtida com o cruzamento do histograma da distribuição de frequência da medição anemométrica (Figura 23a), à altura do cubo do rotor, com a curva de potência do aerogerador (Figura 23b).

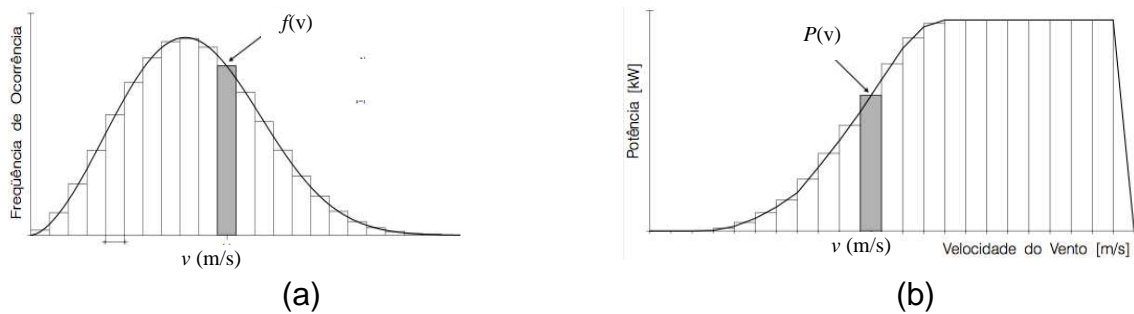


Figura 23 - Produção anual de energia de um aerogerador. (a) Distribuição de frequência; (b) Curva de potência de um aerogerador.

Fonte: Lactec *et al.*, 2007a.

Desta forma

$$PAE = \sum [f(v) \cdot P(v)] \cdot 8760 \quad [\text{kWh}], \quad (38)$$

onde,

- PAE → Produção anual de energia [kWh]
 $f(v)$ → Frequência de ocorrência da velocidade v do vento [%]
 $P(v)$ → Potência produzida pelo aerogerador na velocidade v do vento [kW]
 8760 → Número de horas de um ano [h].

O fator de capacidade de um aerogerador é outro parâmetro importante na avaliação de um aerogerador e/ou parque eólico. É a relação entre a energia gerada e a potência nominal, dado pela seguinte equação

$$F_c = \frac{PAE}{P \cdot 8760} \cdot 100 \quad [\%], \quad (39)$$

onde:

- F_c → Fator de capacidade [%]
 PAE → Produção anual de energia do aerogerador [kWh]
 P → Potência nominal do aerogerador [kW]
 8760 → Número de horas de um ano [h].

2.2.9 Efeito esteira

Uma turbina eólica extrai parte da energia cinética do vento. O fluxo de ar que atravessa o rotor da turbina, portanto, tem sua energia cinética diminuída e, conseqüentemente, a velocidade do vento se reduz. O movimento das pás da turbina ainda provoca o giro da massa de ar que a atravessa. A Figura 24 mostra o perfil da camada limite antes e após o aerogerador, medido pelo Instituto Alemão de Energia Eólica (DEWI; Custódio, 2013). Observa-se a redução da velocidade do vento após a turbina, causada pela absorção cinética desse.

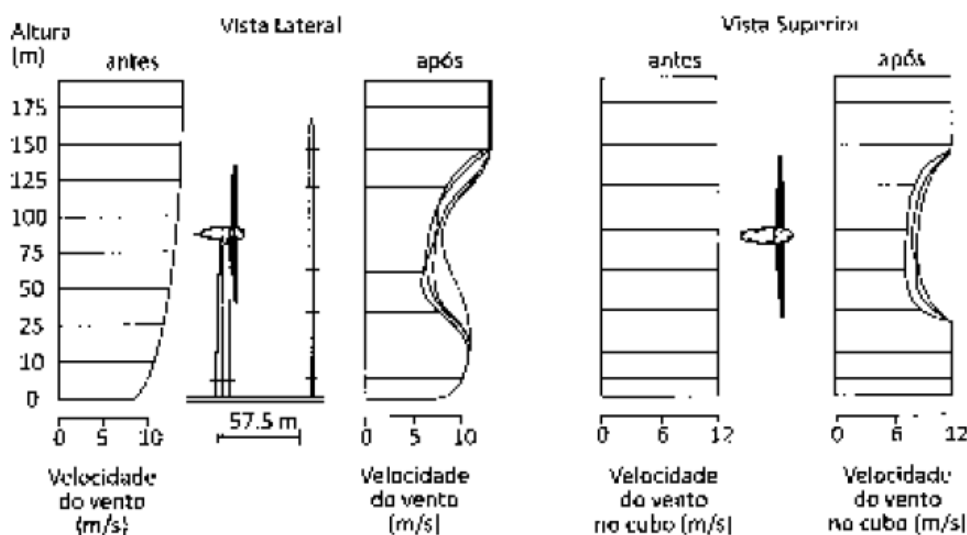


Figura 24 - Perfil da camada limite antes e após um aerogerador – Vista lateral e superior.

Fonte: Custódio, 2013.

A região da turbina, afetada pela extração de energia feita pelo rotor, é chamada de esteira. A esteira é uma região turbulenta com a presença de vórtices de Von Karman. A esteira tende a desaparecer à medida que se afasta da turbina, pois a grande massa de ar fluindo no seu entorno irá estabilizar novamente o fluxo, que tende a homogeneizar-se, a menos que ocorra influência da rugosidade e orografia do terreno.

A região atrás da turbina eólica onde é formada a esteira é denominada de "sombra". Quando uma turbina opera na sombra de uma outra, essa última deverá extrair de uma massa de ar com menor potencial que a original, com menor velocidade do vento, reduzindo seu desempenho.

A Figura 25 ilustra possíveis efeitos de sombra. Os aerogeradores podem estar situados total ou parcialmente na sombra de outros aerogeradores. No caso da Figura 25, superior, os aerogeradores posteriores ao primeiro da esquerda estão totalmente localizados na região de sombra dos anteriores. Como o vento muda de direção e os aerogeradores também, o efeito de sombra pode se tornar parcial (Figura 25, inferior). A situação de sombra parcial é muito ruim, porque desenvolve cargas não uniformes nos rotores.

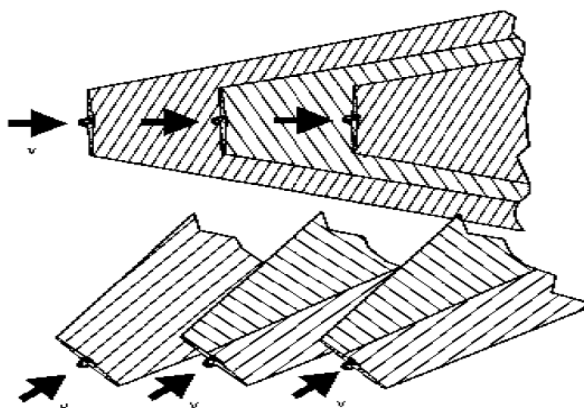


Figura 25 - Sombra nos aerogeradores de um parque eólico para a direção frontal e lateral do vento.

Fonte: Custódio, 2013.

Os efeitos da esteira no parque eólico são as seguintes:

- a) Perda de desempenho da turbina que opera na esteira da outra, devido à redução da velocidade do vento.
- b) Redução da vida útil da turbina, devido à maior turbulência na esteira.

Uma forma de minimizar o efeito esteira é dispor os aerogeradores o mais distante possível um do outro. Entretanto, como a área disponível para a implantação de um parque eólico é limitada, perdas aerodinâmicas devido ao efeito esteira são assumidas no processo de otimização da produção de energia.

Perdas de até 5% são consideradas aceitáveis no projeto de parques eólicos devido ao efeito esteira. Se os aerogeradores estiverem dispostos a uma distância entre quatro a cinco vezes o diâmetro do rotor entre seus vizinhos laterais, e entre oito a dez vezes o diâmetro do rotor de seus vizinhos da fila imediatamente à frente, o valor de 5% de perdas é, normalmente, respeitado (Curso WAsP, 2010).

A localização das turbinas dentro de um parque eólico deve ser otimizada (*micrositing*), de modo a extrair a maior quantidade possível de energia cinética do vento, considerando uma disposição e afastamento adequado entre turbinas que minimize a interferência aerodinâmica entre rotores de turbinas, conforme as direções do vento. A Figura 26 apresenta um leiaute hipotético de um parque eólico.

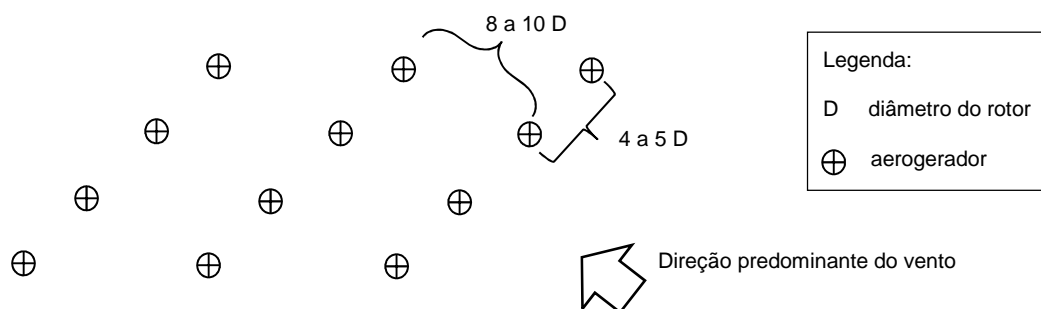


Figura 26– Leiaute de um parque eólico hipotético
Fonte: O Autor.

Observar que na Figura 26 a disposição dos aerogeradores é perpendicular à direção predominante do vento. Por isso que é tão importante obter da campanha de medição não somente a intensidade, mas, também, a direção do vento. A partir da rosa dos ventos, é possível identificar a direção predominante, que orientará a disposição dos aerogeradores. Esse procedimento tem por objetivo reduzir as perdas aerodinâmicas pelo efeito esteira e o desbalanceamento de cargas nos aerogeradores, aumentando a vida útil dos equipamentos, sobretudo pás, rotor e engrenagens.

O processo de otimização envolve o compromisso entre a maximização da energia gerada e o aproveitamento dos fatores condicionantes do terreno e infraestrutura.

As estimativas de produção devem considerar turbinas com curva de potência medida/certificada conforme IEC 61400-12 e MEASNET, sendo emitida por instituições credenciadas ISO/IEC 17025. Alternativamente, pode-se utilizar também a curva de potência garantida contratualmente pelo fabricante.

As curvas de potência devem ser corrigidas para a densidade do ar local, conforme procedimento da IEC 61400. O cálculo da densidade do ar deve basear-se em medições locais (ou séries históricas do Instituto Nacional de Meteorologia -

INMET) de temperatura e pressão atmosférica, considerando a altitude média das turbinas eólicas da usina e a Atmosfera Padrão ISA.

O cálculo da produção de energia e das perdas aerodinâmicas do parque eólico deve ser realizado por *software* específico de simulação da interferência aerodinâmica entre rotores de turbinas. Alguns desses *softwares* também otimizam iterativamente o posicionamento das turbinas, maximizando a energia gerada.

Do valor da produção de energia bruta calculada, que considera apenas as perdas por interferência aerodinâmica entre rotores de turbinas, devem ser subtraídas as perdas elétricas (circuito de uso exclusivo, transmissão até o ponto de entrega), consumo próprio, e perdas por indisponibilidade do sistema elétrico local e dos aerogeradores (indisponibilidade forçada e programada) e perdas mecânicas (Lactec *et al.*, 2007.b).

2.2.10 Curvas de Potência

As estimativas de produção de energia dependem diretamente da precisão das curvas de potência consideradas. Recomenda-se assim utilizar uma curva de potência medida conforme os procedimentos da International Electrotechnical Commission (IEC) 61400-12:1998 (*IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines*) e MEASNET (*International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy*). Durante a medição são estimadas as incertezas da curva de potência, permitindo avaliar as incertezas na produção de energia. Alternativamente, pode-se também utilizar a curva de potência garantida contratualmente pelo fabricante.

A curva certificada ou a curva garantida deve especificar o tipo de anemômetro utilizado como referência, uma vez que medições com diferentes tipos de anemômetros podem acarretar em diferenças significativas na produção de energia, mesmo se os resultados em túnel de vento forem similares.

A curva do coeficiente de tração ou empuxo (C_t) deve ser a curva oficial calculada pelo fabricante. Esta curva é utilizada no cálculo da interferência aerodinâmica entre turbinas, que ocasiona perdas na geração de energia.

A curva de potência deve ser corrigida para as condições médias de densidade do ar no local da usina, conforme IEC 61400-12, e exemplificado na Figura 27.

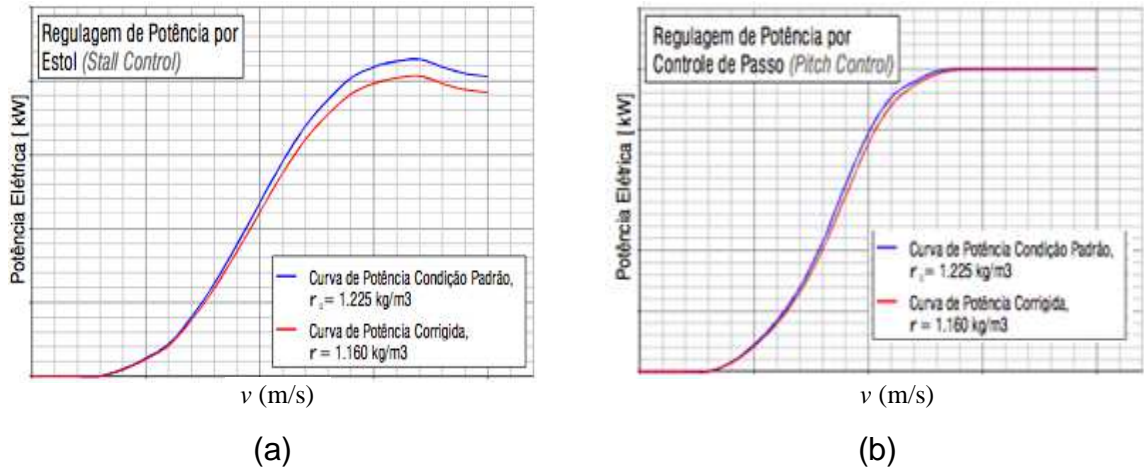


Figura 27 – Correção da curva de potência de aerogeradores para a densidade de ar local. (a) Turbina com controle tipo estol; (b) Turbina com controle de passo
Fonte: Lactec *et al.*, 2007b.

A correção da curva de potência para a densidade de ar local é matemática e obedece a seguinte equação

$$v_{nova} = v_p \sqrt[3]{\frac{\rho_{fab}}{\rho_{nova}}} \quad \left[\frac{m}{s} \right], \quad (40)$$

onde,

- v_{nova} → Nova velocidade de vento para a mesma potência de saída [m/s]
- ρ_{fab} → Densidade de ar de ensaio do aerogerador, informada pelo fabricante, normalmente $1,225 \text{ kg/m}^3$
- ρ_{nova} → Densidade de ar local para a qual se deseja a correção [kg/m^3]
- v_p → Velocidade do vento padrão, normalmente, de 1 em 1 m/s, informada pelo fabricante.

Dessa forma, conforme mostra a Equação (40), o que se corrige não é a nova potência de saída do aerogerador, mas a nova velocidade em que o mesmo atinge a potência da curva original, que foi ensaiada em campo, normalmente para a densidade de ar $1,225 \text{ kg/m}^3$. Entretanto, é importante registrar que essa correção é teórica e que o desempenho do aerogerador em campo pode ser diferente, mesmo

considerando que a curva de potência tenha sido corrigida para a densidade de ar local.

A Tabela 4 esclarece o que foi descrito anteriormente para uma situação hipotética:

Tabela 4 – Exemplo da correção da velocidade do vento para a densidade de ar local de um aerogerador hipotético

Velocidade (v_I) para $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$	Potência (kW) para $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$	Velocidade nova (v_{nova}) para densidade de ar local $\rho=1,16 \text{ kg/m}^3$
3,0 m/s	44	3,05 m/s
4,0 m/s	140	4,07 m/s
5,0 m/s	304	5,09 m/s
6,0 m/s	543	6,11 m/s
7,0 m/s	863	7,13 m/s
8,0 m/s	1.261	8,15 m/s
9,0 m/s	1.735	9,16 m/s
...

Os aerogeradores têm que ser homologados em campos de teste, onde pelo menos um equipamento igual ao que o fabricante pretende lançar no mercado tem que ser testado por pelo menos uma ano, com medição de vento e potência. As duas primeiras colunas da Tabela 4, velocidade (v_I) e potência (kW), são as medidas do aerogerador homologado, para a densidade de ar $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$. A última coluna (v_{nova}) foi calculada para a densidade de ar $\rho=1,16 \text{ kg/m}^3$, a partir primeira coluna, velocidade (v_I), com a Equação (40). Por exemplo, para a densidade de ar $\rho=1,16 \text{ kg/m}^3$, o aerogerador atingirá a potência de 1.735 kW com 9,16 m/s ao invés de 9 m/s, que corresponde ao valor original para a densidade de ar $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$.

É importante ressaltar que, apesar dessa correção parecer muito pequena, terá um impacto energético bastante grande, pois as estimativas deverão ser multiplicadas pelo número de aerogeradores de mesmo tipo do parque ou complexo eólico e que os mesmos estarão em operação por, pelo menos, vinte anos.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O problema da previsão da geração de energia eólica está diretamente relacionado ao problema da previsão das variáveis atmosféricas envolvidas, quais sejam, velocidade e direção predominante do vento, temperatura, pressão atmosférica e umidade relativa. Essas últimas três determinam a densidade do ar, que impacta diretamente na geração eólica, como foi apresentado na Seção 2.1.8. Devido à ampla gama de escalas espaciais e temporais que determinam a variação na geração eólica é necessário usar uma combinação de fontes de dados, tais como, relevo, cobertura e ocupação do solo, conjunto de medições de estações meteorológicas, radares, sondas, boias marítimas, entre outros, para atingir a melhor previsão possível (Agabus e Tammoja, 2009).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2009) propôs uma classificação da PGEE quanto ao horizonte da previsão, definindo quatro categorias:

- (1) Curtíssimo prazo: para horizontes de previsão entre 4 e 9 horas;
- (2) Curto prazo: para horizontes de previsão de até 3 dias;
- (3) Médio prazo: para horizontes de previsão de até 7 dias;
- (4) Longo prazo: para horizontes de previsão maiores do que 7 dias;

A Tabela 5 resume a classificação dos horizontes de previsão associados às suas aplicações para o setor elétrico.

Tabela 5 – Classificação do horizonte da PGEE e respectivas aplicações.
Fonte: Wang *et al.*, 2011.

Horizonte da Previsão	Faixa	Aplicações
Curtíssimo prazo	4 a 9 horas	Ações do agente gerador na operação do sistema elétrico em tempo real - desempenho sistema elétrico; Refinamento do despacho econômico – otimização do despacho; Medidas corretivas e serviços ancilares Despacho das hidrelétricas complementares
Curto prazo	Até 72 horas	Preço/Mercado <i>spot</i> de energia; Planejamento do despacho econômico
Médio e Longo prazo	Acima de 72 horas	Planejamento da manutenção de aerogeradores e unidades térmicas Planejamento manutenção sistema elétrico

A resolução normativa Aneel 265/2003 estabelece que os serviços ancilares são requisitos técnicos essenciais para que o SIN opere com qualidade e segurança e constituem uma atividade imprescindível à operação eficiente do SIN. Dentre eles, destacam-se: controle primário e secundário de frequência, reserva de potência, suporte de reativo e auto-restabelecimento (*black start*). Alguns desses serviços são ressarcidos como Encargos de Serviços de Sistema (ESS) (Aneel, 2003).

Quanto ao método, a PGEE pode ser classificada em duas categorias: o físico e o estatístico. O método físico utiliza uma abordagem determinística, baseada em um modelo numérico de previsão do tempo (MNPT), que resolve as equações de Reynolds juntamente com as equações de conservação de energia e de massa. A solução numérica consiste em um conjunto de campos físicos (pressão, temperatura, os três componentes do vento, etc.) distribuídos no espaço e tempo, conforme será detalhado na Seção 3.3.1. A série temporal da intensidade do vento obtida por meio do MNPT é convertida em energia eólica por meio da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante (DOE, 2009; Landberg, 1994; Wang *et al.*, 2011).

A grande vantagem da abordagem física é a independência em relação ao histórico da observação, particularmente interessante quando o parque eólico é novo ou quando a observação não está disponível ou é precária. A desvantagem desta abordagem está na exigência da execução de MNPTs e correspondente dependência de elevado recurso computacional.

Por sua vez, a abordagem probabilística é baseada nos dados históricos observados de geração eólica sem considerar as condições meteorológicas. Normalmente envolve inteligência artificial (redes neurais, redes *neuro-fuzzy*) e abordagens estatísticas de séries temporais. A grande vantagem da abordagem estatística é a maior facilidade para a sua implementação, que é muito mais simples que a abordagem física. Enquanto a abordagem física demanda extensos recursos computacionais e tecnológicos, a abordagem estatística requer recursos computacionais mais modestos e recursos tecnológicos focados no acesso aos dados de vento e geração em tempo real. A maior desvantagem da abordagem estatística está associada ao fato de ignorar a não-linearidade dos processos

meteorológicos (Giebel *et al.*, 2001), ou seja, sua incapacidade de prever as abruptas mudanças na intensidade e direção do vento.

Uma terceira metodologia surge da combinação das abordagens física e estatística, que é a metodologia híbrida. A abordagem híbrida utiliza resultados da previsão do tempo e análise estatística das séries temporais, combinando as vantagens dos métodos físico e estatísticos (DOE, 2009; Wang *et al.*, 2011).

O presente estudo se enquadra em uma abordagem física modificada, aqui chamada de meteorológica-estocástica, por não desenvolver todas as etapas da abordagem física, conforme será explicitado na Seção 4.1.

A sequência dessa revisão bibliográfica foi organizada em quatro partes, em que se apresentam: (1) um breve histórico das abordagens da PGEE, (2) os modelos mais importantes desenvolvidos até o momento e (3) as principais características dos modelos numéricos de previsão de tempo.

3.1 Breve Histórico da PGEE

Inicialmente, os métodos de previsão da geração de energia eólica (Madsen, 1996) basearam-se em medições locais, fornecendo estimativas apenas para horizontes curtos, menos de 6-12 h, conhecidos como modelos de persistência que descrevem a quase estacionaridade da atmosfera. Nielsen e Madsen (1997) introduziram o uso de previsões meteorológicas como entrada para os modelos de previsão estatísticos para diferentes horizontes de predição. Essa abordagem resultou em melhorias significativas para as escalas de tempo mais longas. Nielsen *et al.* (1999) sugeriram um novo modelo de previsão de referência para horizontes maiores, o que é uma ponderação entre a persistência e a média da potência. Outros modelos de previsão da geração de energia eólica têm sido desenvolvidos, combinando observações dos parques eólicos com as previsões meteorológicas de modelos numéricos (Joensen *et al.*, 1997).

A disponibilidade de medição de geração dos parques eólicos, pelos sistemas de supervisão e controle, permitiu o desenvolvimento de sistemas de modelagem mais sofisticadas (Giebel *et al.*, 2001), levando-se em consideração previsões meteorológicas, as características físicas do local, medições em tempo

real, cobrindo vários parques eólicos. Mais recentemente, o interesse está voltado em estabelecer intervalos de confiança para se tratar as incertezas inerentes à previsão determinística. Tais métodos oferecem uma banda de valores previstos para cada passo da previsão, subsidiando a análise de riscos e incertezas para o gerenciamento e negociação da energia eólica (Wang *et al.*, 2011).

Stathopoulos *et al.* (2013) propuseram uma combinação de modelos físicos e estatísticos, para uma previsão mais precisa das condições do vento da área de interesse e transformá-lo em energia. Mais precisamente, dois modelos numéricos de previsão do tempo (MNPT) são empregados: o modelo regional Skiron (Kallos, 1997; Papadopoulos *et al.*, 2001), um modelo não-hidrostático baseado no ETA/NCEP (Janjic, 1994), mantido e desenvolvido pela Universidade de Atenas pelo Grupo de Modelagem Atmosférica e Previsão do Tempo, e modelo RAMS (Kallos e Lagouvardos, 1997; Lagouvardos *et al.*, 1996; Mavromatidis e Kallos, 2003), uma fusão de um modelo não hidrostático de nuvem com um modelo de mesoescala hidrostático. Esses modelos provaram ser capazes de simular fenômenos atmosféricos com resolução que varia de dezenas de quilômetros a poucos metros.

3.2 Modelos de PGEE

Uma visão geral dos modelos desenvolvidos para a PGEE é apresentada na Tabela 6 (Wang *et al.*, 2011).

Modelos de PGEE de curtíssimo prazo são geralmente baseados em métodos estatísticos, especialmente redes neurais artificiais (RNA), uma vez que o tempo de processamento de modelos numéricos de previsão de tempo (MNPT) pode inviabilizar a previsão (Potter e Negnevitsky, 2006; Sideratos e Hatzigargyriou, 2007).

Um bom exemplo para previsão de curtíssimo prazo e que tem sido modificado para atender os interesses operadores de sistemas elétricos e operadores de grandes parques eólicos é o modelo WPMS (ISET, 2000). Este modelo utiliza redes neurais artificiais, que são treinadas com uma grande

quantidade de dados históricos de parques eólicos. Os dados de entrada, os dados de saída medidos em parques eólicos e os parâmetros meteorológicos previstos são convertidos por um pré-processamento no formato XML e transferidos para o núcleo de programa, que consiste de módulos de previsão e os módulos de transformação. O resultado do processamento é uma PGEE de 1 a 8 horas dos parques eólicos localizados na região de interesse, baseada nos parâmetros meteorológicos e nas séries temporais de medição de potência de tais parques.

Tabela 6 – Modelos de PGEE e de previsão da velocidade do vento.
Fonte: Wang *et al.*, 2011

Modelo	Desenvolvedor	Horizonte Previsão	Abordagem
WPMS	ISET, Alemanha	Curtíssimo prazo	Estatístico
WPPT	IMM & DTU (Dinamarca)	Curto prazo	Estatístico
Prediktor	Risø (Dinamarca)	Curto prazo	Físico
Zephyr	Risø & IMM (Dinamarca)	Curto prazo	Estatístico & Físico
WPFS 1.0	Chinese Electric Power Inst.	Curto prazo	Estatístico & Físico
ANEMOS	26 colaboradores, 7 países	Curto-Curtíssimo	Estatístico & Físico
ARMINES (AWPPS)	Comissão Europeia	Curto-Curtíssimo	Estatístico & Físico
Ewind	AWS Truewind (EUA)	Curto Prazo	Estatístico & Físico
Sipreolico	Univ. Carlos III (Espanha)	Curto Prazo	Estatístico
Previento	Univ. Oldenburg (Alemanha)	Longo Prazo	Estatístico & Físico
LocalPred & RegioPred	CENER (Espanha)	Longo Prazo	Estatístico & Físico
WEPROG	Univ. College Cork (Irlanda)	Longo Prazo	Estatístico & Físico

No caso da PGEE de curto prazo, várias ferramentas tem sido desenvolvidas, como: WPPT, Prediktor, Zephyr, Ewind, WPFS versão 1.0, AWPPS. Esses modelos têm sido implementados para diversos estudos de caso na Espanha, Alemanha, Dinamarca, Irlanda, Grécia e França (Candy *et al.*, 2009).

Um modelo clássico, com vasta aplicação para essa escala de tempo, é o *The Wind Power Prediction Tool* ou simplesmente WPPT, que pode ser utilizado para previsões de curto prazo de geração eólica de até 120 horas à frente, sendo que o normal é de 36 horas. O modelo é bastante flexível, uma vez que pode realizar a previsão de um único parque ou de um complexo eólico. O modelo se baseia num avançado modelo estatístico não linear. O conjunto de modelos inclui um modelo de curva de potência semiparamétrica, considerando a direção e a intensidade do vento, e modelos dinâmicos de previsão considerando a dinâmica da energia eólica e qualquer variação diurna. Esses modelos são autocalibráveis e

auto-adaptativos, baseados em inteligência artificial, que se ajustam à situação do parque ou complexo eólico. No ajuste mínimo, o WPPT necessita apenas das medições em tempo real da potência do vento. Entretanto, dependendo da configuração, pode também considerar: medições de todos os aerogeradores de uma região, previsões meteorológicas da intensidade e direção do vento, cobrindo parques e regiões, medições e previsões como a intensidade local do vento, estabilidade e número de aerogeradores disponíveis (Cadenas e Rivera, 2009).

Uma outra ferramenta importante é o Prediktor, desenvolvido pelo Risø – Laboratório Nacional para Energia Sustentável (*National Laboratory for Sustainable Energy*), na Universidade Técnica da Dinamarca (*Danmarks Tekniske Universitet - DTU*). Diferente do WPPT, o Prediktor é um modelo físico, para previsões de geração de até 48 h, a cada 6 h. O núcleo do modelo é o acesso em tempo real à saída de um MNPT, que realiza a previsão geral do vento da área de interesse. Posteriormente, essa previsão é utilizada como dado de entrada pelo modelo WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*), em que os dados locais, como orografia, rugosidade, obstáculos e os próprios aerogeradores, são considerados. Como o modelo leva em consideração a previsão meteorológica, dois filtros de tratamento estatístico para as saídas são empregados, com o objetivo de corrigir deficiências. A potência observada é utilizada para ajustar os parâmetros de tais filtros. A saída do modelo é a previsão de 48 h a cada 3 h do parque eólico em estudo. Atualmente, o Prediktor é utilizado para fazer a previsão de até 50 parques eólicos, localizados nos seguintes países: Irlanda, Dinamarca, Alemanha, França e Espanha.

O modelo AWPPS fornece a previsão de curto prazo para a geração eólica de parques eólicos localizados no continente ou em alto mar, considerando um horizonte de 48 a 72 h, atualizado a cada hora, e para as próximas 4-6 horas, a cada 10-15 minutos, atualizado neste mesmo intervalo. Também, fornece a avaliação da incerteza dessas previsões em tempo real. O núcleo do modelo é baseado em redes neurais adaptativas *fuzzy*. Essa abordagem apresenta fortes vantagens comparadas com as redes neurais clássicas ou outras técnicas estatísticas ou físicas, porque tem habilidade de se ajustar com dados em tempo real, melhorando o desempenho da previsão. É o único modelo que fornece, além

da previsão da geração, o nível do intervalo de confiança previamente definidos (85%, 90% e 95%). Esses intervalos são calculados baseados em uma abordagem específica para a questão eólica. O módulo de previsão do risco permite prever a incerteza baseada na estabilidade do tempo esperada para as próximas 24 horas. O AWPPS tem ainda um módulo para a previsão regional ou nacional do vento baseado numa amostra dos parques eólicos utilizados como referência (Yang *et al.*, 2005; Cadenas e Rivera, 2007; Cadenas *et al.*, 2010).

O WPFS versão 1.0 é o primeiro modelo chinês em desenvolvimento, com ambas as abordagens, física e estatística, que considera dados históricos de previsão de tempo, parques eólicos e parâmetros de geração. Assim como vários modelos, o WPFS versão 1.0 considera as saídas de um MNPT (Wang *et al.*, 2011).

No caso da PGEE de longo prazo, alguns estudos têm sido realizados, e as ferramentas para este horizonte de previsão não são abundantes. Como visto anteriormente, os modelos modernos de PGEE atendem um horizonte de até alguns dias à frente, sendo que alguns desses modelos são baseados em MNPTs. Em outras palavras, todas as informações sobre a evolução futura da previsão do vento é fornecida pelo MNPT. Centros de previsão de tempo, privados ou estatais, fornecem uma gama abrangente de dados provenientes do processamento de MNPT, que são adequados para a previsão do vento e da geração eólica. É uma tendência o uso de MNPTs para previsões de longo prazo (Kavasseri e Seetharaman, 2009; Wang *et al.*, 2011).

O modelo Previento é similar ao Prediktor, em que o *downscaling* do MNPT é mais rigoroso (o processo de *downscaling* é descrito na Seção 3.3.4) . Fornece a previsão da geração para qualquer sítio ou região da Alemanha, Europa e qualquer lugar ao redor do planeta, até 10 dias à frente, a cada 15 minutos. A PGEE se baseia em uma combinação de diferentes modelos de previsão do tempo, enquanto considera as condições locais dos parques eólicos e adjacências. O modelo Previento é um modelo físico, em que o MNPT utilizado é conhecido como Lokalmmodell, do centro alemão de previsão de tempo (*Deutscher Wetterdienst*). A camada limite da atmosfera é modelada considerando a rugosidade, orografia e efeito esteira. O modelo também considera a variação diária da estratificação térmica da atmosfera, utilizada para mudar o perfil logarítmico do vento. A potência

de saída esperada para cada parque é determinada a partir da curva característica da turbina.

O modelo Anemos é uma ferramenta híbrida de PGEE, resultado da combinação do modelo físico com o estatístico, que considera diferentes horizontes de previsão, em que é dada ênfase à integração com outras fontes de dados de alta resolução (imagens de satélites, radares, meteorologia marinha), para a previsão de parques em alto mar.

Para o sistema elétrico nórdico, a comissão europeia está desenvolvendo o projeto Wilmar, também um modelo híbrido, que tem por objetivo desenvolver modelos precisos que representem o estado da arte da PGEE, tanto para parques eólicos no continente, quanto em alto mar (Giebel *et al.*, 2006).

3.3 Modelos Numéricos de Previsão de Tempo (MNPTs)

A complexidade do desenvolvimento de um modelo físico reside na utilização e adaptação de um modelo numérico de previsão do tempo, o qual é constituído por um conjunto de programas que resolvem as equações que descrevem os processos atmosféricos e como a atmosfera muda com o tempo (Al-Yahyai *et al.*, 2010).

Em janeiro de 1904, o físico norueguês Vilhelm Bjerknes publicou um artigo intitulado “*Das Problem der Wettervorhersage, betrachtet von Standpunkt der Mechanik und Physik*” (“O Problema da Previsão do Tempo, considerado sob o Ponto de Vista da Mecânica e da Física”) (Bjerknes, 1904 e 2009) que, em apenas sete páginas, desenvolve a ideia de um modelo matemático da dinâmica da atmosfera baseado unicamente nas leis da mecânica e da física. Embora a implementação do modelo fosse impraticável naquela época, tornou-se revolucionário a partir de então (Gramelsberger, 2009). Bjerknes propõe que a previsão do tempo pode ser considerada como essencialmente um problema de condição inicial. Se a condição inicial da atmosfera é conhecida, então as equações de cada variável podem ser resolvidas através da aplicação das forças físicas que agem sobre essas variáveis no tempo para obter os novos valores destas variáveis em um tempo futuro (Al-Yahyai *et al.*, 2010).

As principais equações relativas ao movimento da atmosfera, também chamadas de equações primitivas, são: as equações da conservação do movimento, que se baseiam na segunda lei de Newton; a primeira lei da termodinâmica (conservação da energia); e equação da continuidade (conservação da massa), equação de estado e equação da conservação da água (Haltiner, 1971; Al-Yahyai *et al.*, 2010). Essas equações são posteriormente aproximadas para tornar o problema tratável do ponto de vista computacional, tornando-se modelos simplificados dos reais processos físicos da atmosfera. Mesmo aproximadas, o conjunto de equações não possui solução analítica para casos reais, sendo necessário o uso de recursos computacionais para obter solução numérica. Daí, portanto, se origina o nome “*modelo numérico de previsão do tempo*”.

3.3.1 Equações primitivas

Como dito anteriormente, os modelos numéricos de previsão de tempo resolvem um conjunto de equações matemáticas que descrevem o comportamento físico do sistema atmosférico real. Entretanto, trata-se de uma aproximação, pois não estão incluídos todos os processos físicos do sistema real. Alguns processos físicos são excluídos por serem desprezíveis nas escalas estudadas. Outros processos são aproximados porque se desconhece sua física completa, ou porque se torna computacionalmente dispendioso e inviável.

Para se conseguir uma descrição matemática adequada do sistema atmosférico real, a atmosfera é considerada como um fluido multicomponente contínuo, o qual é constituído de ar, vapor de água, água líquida e água em estado sólido, formando uma mistura ideal. As formas líquidas e sólidas da água podem ser posteriormente subdivididas para representar as várias categorias de substâncias da atmosfera, como partículas de nuvens, gotas de chuva, cristais de gelo, granizo, etc.

O sistema atmosférico é sujeito ao impacto externo das forças de gravidade, Coriolis e pressão. Internamente, vários processos ocorrem, devido aos movimentos de calor, massa e quantidade de movimento, ao mesmo tempo que a água pode mudar de fase.

As equações primitivas consistem em uma série de equações diferenciais

utilizadas para aproximar o fluxo atmosférico global nos modelos de previsão de tempo. A base do estudo da dinâmica de fluídos reside em três princípios fundamentais: conservação de quantidade de movimento, conservação da massa (equação da continuidade) e conservação da energia (equação da energia termal). Em geral, são sete as variáveis e suas tendências no tempo e no espaço, relacionadas nas equações primitivas: vento zonal (u), vento meridional (v), vento vertical (w), temperatura (T), densidade de ar (ρ), pressão atmosférica (p) e água (q).

A segunda lei de Newton estabelece que a taxa de variação do movimento, isto é, aceleração de um objeto em relação às coordenadas fixas no espaço, é igual à soma de todas as forças que atuam nesse objeto por unidade de massa. Para movimentos de interesse da meteorologia, as forças que atuam são: o gradiente de pressão, a força gravitacional e a força de atrito. Se o movimento está associado a um sistema de coordenadas que é rotacional, como é o caso da terra, a segunda lei de Newton pode ser aplicada, desde que se introduza certas forças aparentes, como a força centrífuga e a força de Coriolis (Holton, 2004).

As equações da conservação de movimento (acelerações) são as seguintes

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} + C \cdot v + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + Fr_x = 0 \quad (41)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} - C \cdot u + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + Fr_y = 0 \quad (42)$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + g + Fr_z = 0, \quad (43)$$

onde,

u	→	Vento zonal [m/s]
v	→	Vento meridional [m/s]
w	→	Vento vertical [m/s]
x, y, z	→	Sistema de coordenadas
C	→	Força de Coriolis [N]
p	→	Pressão atmosférica [Pa]
g	→	Aceleração da gravidade [m/s ²]

ρ \longrightarrow Densidade do ar [kg/m³]
 Fr_x, Fr_y, Fr_z \longrightarrow Força de atrito no sistema de coordenadas [N].

A componente horizontal do vento, o vento zonal (u) e o vento meridional (v), pode mudar devido à advecção, força de Coriolis e gradiente de pressão. No caso da componente vertical do vento (w), além da advecção e do gradiente de pressão, pode mudar devido à ação da aceleração da gravidade (g).

Para a atmosfera abaixo de 100 km, a força de atrito pode ser desconsiderada porque o coeficiente de viscosidade cinética é muito pequeno, exceto em uma fina camada de poucos centímetros acima da superfície terrestre, em que o cisalhamento vertical é grande (Holton, 2004), como foi visto na Seção 2.1.8.

Como o ar e a água não podem ser criados e nem destruídos, a massa total deve permanecer constante. A expressão matemática para a conservação da massa é equação da continuidade. Para a densidade de ar, a equação da continuidade é expressa por

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \left[\frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} \right] = 0, \quad (44)$$

onde,

ρ \longrightarrow Densidade do ar [kg/m³]
 u \longrightarrow Vento zonal [m/s]
 v \longrightarrow Vento meridional [m/s]
 w \longrightarrow Vento vertical [m/s]
 x, y, z \longrightarrow Sistema de coordenadas.

A equação da continuidade que representa a quantidade de água é expressa por

$$\frac{\partial q}{\partial t} + u \cdot \frac{\partial q}{\partial x} + v \cdot \frac{\partial q}{\partial y} + w \cdot \frac{\partial q}{\partial z} - E + P = 0, \quad (45)$$

onde,

q \longrightarrow Quantidade de água
 E \longrightarrow Evaporação e sublimação

P	→	Condensação (precipitação)
u	→	Vento zonal [m/s]
v	→	Vento meridional [m/s]
w	→	Vento vertical [m/s]
x, y, z	→	Sistema de coordenadas.

A primeira lei da termodinâmica é normalmente derivada considerando um sistema em equilíbrio termodinâmico, ou seja, um sistema que está inicialmente em repouso e, após troca de calor com o seu entorno e realização de trabalho sobre o ambiente, está novamente em repouso. Para tal sistema, a primeira lei afirma que a variação da energia total (interna, cinética e potencial) do sistema é igual à diferença entre o calor adicionado ao sistema e o trabalho realizado pelo sistema (Holton, 2004).

A equação da energia termal (1ª lei da termodinâmica) é a seguinte

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} + u \frac{\partial \theta}{\partial x} + v \frac{\partial \theta}{\partial y} + w \frac{\partial \theta}{\partial z} = J, \quad (46)$$

onde,

θ	→	Temperatura potencial [K]
t	→	Tempo [s]
u	→	Vento zonal [m/s]
v	→	Vento meridional [m/s]
w	→	Vento vertical [m/s]
x, y, z	→	Sistema de coordenadas
J	→	Taxa de calor por unidade de massa [J/(kg.K)],

onde J pode representar radiação solar, terrestre, calor sensível do solo, calor latente do solo ou calor latente na formação das nuvens.

A relação entre a temperatura potencial θ e a temperatura ambiente T é dada pela equação

$$\theta = T \cdot \left[\frac{p_0}{p} \right]^{\frac{R}{c_p}}, \quad (47)$$

onde,

θ	→	Temperatura potencial [K]
T	→	Temperatura ambiente [K]
p_o	→	Pressão atmosférica padrão [Pa]
p	→	Pressão atmosférica da parcela de ar [Pa]
R	→	Constante geral dos gases perfeitos [J/(kg.K)]
c_p	→	Calor específico à pressão constante [J/(kg.K)]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³].

A relação apresentada pela Equação (47) é conhecida como a equação de Poisson, e estabelece que a temperatura potencial θ é a temperatura que uma parcela de ar seco, à pressão p e à temperatura T , teria se fosse expandida ou comprimida adiabaticamente a uma pressão padrão p_o . Assim, cada parcela de ar tem um valor único de temperatura potencial e esse valor é conservado para os movimentos adiabáticos secos. Como os movimentos da escala sinótica são aproximadamente adiabáticos fora das regiões de precipitação ativa, a temperatura potencial é uma quantidade quase conservada em tais movimentos (Holton, 2004).

Entretanto, até o momento, foram apresentadas seis equações para sete variáveis. Assim, para completar o sistema de equações, a equação de estados da lei geral dos gases perfeitos é adicionada

$$p = \rho RT, \quad (48)$$

onde,

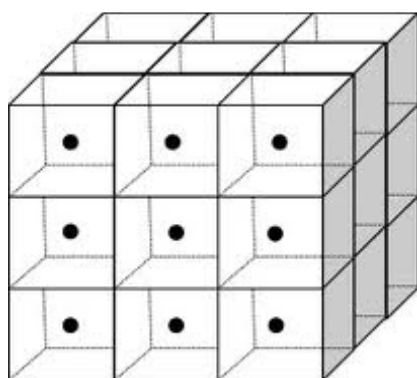
p	→	Pressão atmosférica [Pa]
ρ	→	Densidade do ar [kg/m ³]
R	→	Constante geral dos gases perfeitos [J/(kg.K)]
T	→	Temperatura [K].

Assim, o conjunto de equações descrito pelas Equações (41) a (48) descreve os principais processos físicos da atmosfera, para o qual não existe solução analítica. Normalmente, para a solução numérica, tais equações podem ser escritas utilizando o método das diferenças finitas.

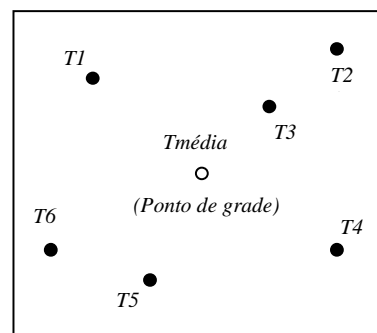
3.3.2 Resolução Horizontal e Vertical

Os MNPTs dividem a atmosfera em cubos de três dimensões, como mostrado na Figura 28a. Os pontos das grades são centralizados nos centros dos cubos (Al-Yahyai *et al.* 2010). O MNPT resolve as equações dos parâmetros do tempo para cada variável atmosférica em cada ponto de grade. O valor previsto representa a média da área da grade, como mostrado na Figura 28b, no caso a temperatura (T).

A menor distância entre dois pontos de grade adjacentes estabelece a resolução horizontal do modelo. Quanto maior a resolução, ou seja, mais pontos de grade e menor a distância entre eles, menor é o erro de truncamento da formulação discreta do modelo adotado. Por outro lado, resoluções melhores exigem computadores mais rápidos e potentes para executar o modelo. Se a resolução horizontal é dividida à metade, o número de pontos de grade para o mesmo domínio é multiplicado por quatro.



(a) Cubos em 3D usados por MNPTs



- Pontos de observação
- Ponto de grade do modelo

(b) Grade

Figura 28 – Representações de MNPTs

Fonte: Al-Yahyai *et al.*, 2010.

Os MNPTs dividem a atmosfera verticalmente em camadas para descrever os fenômenos atmosféricos. Da mesma forma que para a resolução horizontal, quanto maior o número de camadas verticais para se ter uma melhor representação desses fenômenos, maior é a demanda computacional.

Por uma questão de estabilidade numérica, não é possível processar um MNPT com uma variação muito grande do estado da atmosfera durante o passo de integração (*time step*). Portanto, normalmente um passo muito pequeno é utilizado. Por exemplo, se o passo é 100 s, para calcular 24 h de previsão, o modelo irá processar a cada 100 s, até atingir 86.400 s (24 x 60 x 60). Da mesma forma que para as resoluções horizontal e vertical, passos de integração menores exigem computadores mais potentes (Al-Yahyai *et al.*, 2010).

3.3.3 Domínio da Cobertura

Dependendo do domínio da área de cobertura, os MNPTs são classificados em modelo global de previsão de tempo (MGPT) ou modelo regional de previsão de tempo (MRPT). Os modelos globais resolvem as equações primitivas para todo o planeta enquanto os modelos regionais cobrem uma determinada área previamente delimitada. Devido à limitação dos recursos computacionais, poucos centros de meteorologia processam os modelos globais, normalmente em baixa resolução. Tipicamente, a resolução horizontal dos modelos globais se situa entre 20 e 200 km. Devido a essa baixa resolução, os modelos globais não conseguem detectar certos fenômenos, como convecção induzida pela orografia.

Por sua vez, os modelos regionais são processados por muitos centros de pesquisa climática, para cobrir áreas do tamanho de países e áreas adjacentes. Esses modelos podem ser processados em computadores de menor porte e em alta resolução (menor que 20 km). Os modelos regionais são utilizados principalmente para a previsão do tempo dos fenômenos de mesoescala. Por outro lado, devido à limitação da área de cobertura, os modelos regionais necessitam das condições iniciais e de contorno (fronteira) derivadas dos modelos globais.

Outra diferença importante entre os MNPTs se refere à questão hidrostática. Modelos hidrostáticos supõe um equilíbrio entre o peso da atmosfera e o gradiente de força da pressão vertical. Em outras palavras, na ausência de movimentos atmosféricos verticais, a força de gravidade tem que estar equilibrada com componente vertical do gradiente da força de pressão. Desta forma, a Equação (43) torna-se

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + g = 0, \quad (49)$$

onde,

ρ	→	Densidade do ar do ar [kg/m ³]
p	→	Pressão atmosférica [Pa]
z	→	Componente vertical do sistema de coordenadas
g	→	Aceleração da gravidade [m/s ²].

A hipótese hidrostática representada pela Equação (49) é válida somente para a escala sinótica (planetária) e para alguns fenômenos de mesoescala. A exceção mais importante é a convecção profunda. Modelos não hidrostáticos incluem uma equação de previsão adicional que considera acelerações verticais e movimento vertical. Esta equação adicional exige maior tempo de processamento ou maior potência computacional (Al-Yahyai *et al.* 2010).

3.3.4 Downscaling e Aninhamento de grades

Downscaling é uma estratégia de gerar dados locais relevantes a partir de modelos numéricos de circulação global. A estratégia é conectar previsões de escala global e dinâmica regional para gerar previsões regionais específicas. O *downscaling* pode ser feito de maneiras diferentes e o aninhamento de grades é uma delas.

A maioria dos modelos numéricos permite o aninhamento de grades, em que a área que cobre todo o domínio é processada em baixa resolução e as grades subsequentes são processadas em resoluções cada vez maiores, cobrindo áreas cada vez menores, que são uma fração do domínio original.

O aninhamento de grades é uma estratégia utilizada para se alcançar uma elevada resolução apenas na menor área de interesse, minimizando a demanda computacional, mas preservando as características dos fenômenos atmosféricos e mantendo a estabilidade numérica do processamento. Este procedimento é bastante eficiente para estudos de fluxos de mesoescala.

Uma vez que o passo de integração aumenta linearmente com o aumento da resolução, boa parte do tempo de processamento está normalmente associado à menor grade (DOE, 2009). A maioria dos modelos regionais possui uma variada gama de parametrizações, que permitem ajustes individuais para cada resolução. A Figura 4 mostra exemplos de aninhamento de grades.

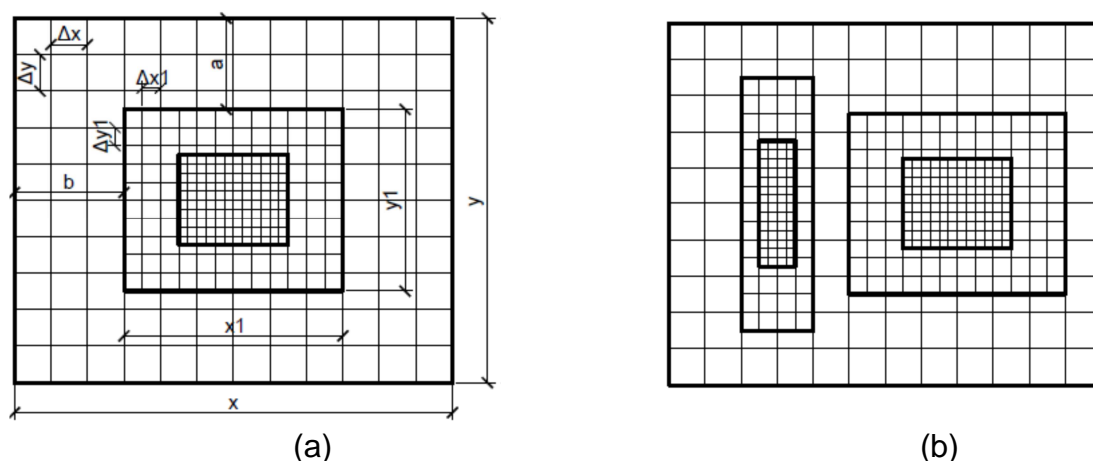


Figura 29 – Exemplos de aninhamentos em grades
Fonte: O Autor.

A Figura 29a mostra um aninhamento de três grades centralizado na mesma coordenada geográfica. A relação entre a grade externa e a grade imediatamente subsequente não pode exceder a relação 4:1, ou seja, y/y_1 e x/x_1 deve ser menor ou igual a 4. A mesma proporção vale para resolução, isto é, $\Delta x/\Delta x_1$ e $\Delta y/\Delta y_1$ deve ser também menor ou igual a 4.

Outra relação que deve ser preservada é a distância da borda, representada na Figura 29a pelas letras “a” e “b”. A relação a/y e b/x deve maior ou igual a 20%. Exemplificando, se a grade externa da Figura 29a tem as dimensões de 4.000 x 4.000 (x,y) km, com resolução de 40 km (Δx , Δy), com 100 pontos de grade na horizontal ($4.000 \div 40$) e 100 pontos de grade na vertical ($4.000 \div 40$), totalizando 10.000 pontos de grade (100 horizontal x 100 vertical), a grade subsequente não pode ser menor que 1.000 x 1.000 km ($4.000 \div 4$), com resolução de no máximo 10 km ($40 \div 4$), também com 10.000 pontos de grade.

Uma grade menor que a indicada (1.000 x 1.000 km), com uma resolução maior que 10 km, por exemplo 5 km, pode acarretar instabilidade numérica no processamento. Neste exemplo, a distância da borda seria de 1.500 km ((4000-

1000) \div 2), que representa 37,5% da grade externa. A Figura 29b mostra uma outra possibilidade, em que existem dois aninhamentos. O número de grades encadeadas não precisa ser necessariamente igual em cada aninhamento.

3.3.5 *Parametrização de modelos numéricos de previsão de tempo*

O termo parametrização é comumente usado para representar alguma variável em termos de outros parâmetros conhecidos.

Em modelagem numérica da atmosfera, durante a integração de um modelo, os processos físicos ou químicos, cuja escala característica de tempo e comprimento são menores do que aquelas representadas pela resolução do modelo, devem ser simulados através de funções de outros parâmetros representados pelo modelo, especialmente quando seus efeitos médios na área e no tempo são não desprezíveis. Assim, sendo tais processos representados por funções de outros parâmetros, esse procedimento é chamado de parametrização.

Os processos físicos mais frequentemente parametrizados são a viscosidade da camada limite planetária (CLP), a radiação e a convecção (Aravéquia e Quadro, 2003).

Viscosidade da camada limite planetária (CLP)

Apesar do seu efeito direto nos modelos de previsão de tempo não ser muito importante, a viscosidade tem um efeito indireto importante. O fato de que o vento rente à superfície é nulo tem como consequência um cisalhamento do vento, o que leva à formação de anomalias turbulentas no escoamento, os turbilhões, cuja escala de tempo e espaço são muito menores que aquelas resolvidas pelos modelos de previsão (fenômenos subgrade). Esse assunto já foi abordado na Seção 3.3.1, na abordagem das equações da conservação da quantidade de movimento. Há também o surgimento dos turbilhões convectivos que são extremamente eficazes na transferência de momento para a superfície, e de calor latente e sensível, e de umidade para fora da superfície, muito mais rápida que a transferência realizada por processos moleculares. Surge então a camada limite planetária.

A parametrização da viscosidade visa, então, representar a transferência de

momento e calor que ocorre na camada limite através de relações com as variáveis de estado do modelo. Tais relações em geral são construídas em termos do gradiente vertical do vento.

A camada limite planetária é a camada da atmosfera próxima à superfície onde a influência da superfície terrestre atua através da troca turbulenta de momento, calor e umidade. Esses fenômenos têm escala muito menor que a simulada pelos modelos de previsão de tempo e clima e, para terem seus efeitos considerados, devem ser incluídos através de parametrizações. A altura até onde essa camada se estende pela atmosfera pode ser tão baixa como 100 a 200 metros durante a noite sobre o continente, até uns poucos quilômetros quando a atmosfera é aquecida pela superfície. Algumas razões importantes fazem com que a CLP tenha que ser considerada nos modelos:

- O balanço de momento, calor e umidade de grande escala são afetados consideravelmente pelos fluxos de superfície na escala de uns poucos dias.
- Variáveis na CLP (temperatura, umidade do ar e vento no nível de 2 metros de altura) são produtos importantes dos modelos, sendo as mais requisitadas em diversas atividades.
- Os fluxos da CLP interagem com outros processos (alguns também parametrizados) como formação de nuvens, convecção, radiação, entre outros.

Radiação

A parametrização do efeito da radiação nos modelos está intimamente ligada à parametrização de nuvens. Deseja-se levar em conta o efeito da absorção de radiação pela atmosfera, quanta radiação incidente é refletida pelas nuvens ou pelo solo, quanta é absorvida pelo solo e quanta radiação é emitida pela terra. A parametrização de radiação é uma contabilidade extensa cujos parâmetros de entrada vão desde a umidade do ar, cobertura e tipo de nuvem, horário do dia e dia Juliano (considera as estações do ano), até a rugosidade da superfície e o tipo e cobertura do solo. Seus efeitos afetam principalmente o perfil de temperatura do modelo e em geral devido ao seu longo e demorado código, somente são calculados

a cada 2 ou 4 passos de integração do modelo.

Convecção

Há vários esquemas de parametrização para tratar os efeitos da convecção. A ascensão de parcelas de ar mais leve (quente), além da sua importância para o transporte de momento entre as camadas na atmosfera, deve ser considerada nos modelos onde a umidade do ar é considerada. Devido à ascensão, o ar se expande em níveis de menor pressão e assim tem sua temperatura diminuída. Dependendo da quantidade de umidade contida na parcela, a saturação é alcançada e assim parte da umidade condensa, formando nuvens e liberando calor latente. Desta forma, a temperatura da parcela comparativamente à sua volta fica maior, e a parcela se expande, ficando ainda mais leve do que o ambiente à sua volta, subindo mais rapidamente. Dependendo das condições do perfil vertical de temperatura do ambiente, um *efeito chaminé* se estabelece, favorecendo o crescimento de mais e mais nuvens.

As nuvens afetam o balanço de radiação, onde parte da água condensada pode eventualmente precipitar e chegar à superfície em forma de chuva. Em nuvens que tem extensão vertical muito grande, ainda pode haver a formação de gelo ou a formação de neve, caso a temperatura em níveis mais baixos da atmosfera esteja abaixo de 0°C.

Todas essas possibilidades estão em escala menor que a descrita pela resolução dos modelos e tem que ser parametrizadas, ou seja, tem que ser considerados através de funções das variáveis dependentes do modelo, de forma que seu efeito médio seja captado.

Os parâmetros mais importantes para a parametrização de convecção, formação de nuvens e precipitação são: a umidade, a temperatura e o movimento vertical. A velocidade vertical controla a taxa de condensação, a temperatura controla o conteúdo de água líquida e o tipo de precipitação que pode ocorrer: chuva ou neve.

Alguns esquemas mais simples de parametrização não levam em conta o estágio de nuvem fazendo com que toda umidade condensada seja eliminada em

forma de precipitação.

Outros esquemas que consideram a formação de nuvens consideram a possibilidade da troca de estado ser revertida, ou seja, a água líquida da nuvem pode evaporar, e ainda se solidificar e vice-versa, mas sempre respeitando as leis da termodinâmica para o balanço de energia. Geralmente este processo é chamado de convecção cúmulos e interage com o escoamento de grande escala na atmosfera (Aravéquia e Quadro, 2003).

Exemplo de um script de parametrização

As parametrizações são escritas em arquivos textos em formato de códigos que, juntamente com outros comandos, são interpretados pelo modelo, permitindo sua execução. Esses arquivos são chamados de *scripts*.

A Tabela 7 a seguir apresenta algumas variáveis de parametrizações do modelo BRAMS (Panetta *et al.*, 2007).

Tabela 7 – Alguns exemplos de parametrizações de alguns processos físicos
Fonte: Panetta *et al.*, 2007.

Processo Físico	Variável	Descrição
Radiação	ISWRTYP = 2	Variável com opções, para avaliar transferência de radiação em ondas curtas no modelo (0 = nenhuma radiação; 1 = parametrização Chen e Cotton; 2 = parametrização Mahrer e Pielke; 3 = parametrização de dois fluxos desenvolvido por Harrington, 4- parametrização CARMA..
	ILWRTYP = 2	Similar à ISWRTYP, mas se aplica a ondas longas.
Convecção (parâmetros para <i>cumulus</i>)	NNQPARM=0,2,2,2,	Variável que depende da grade em que está sendo utilizada. Os quatro valores ativam um tipo de parâmetro para cada grade. Usada para definir se a convecção vai ser utilizada ou não. O valor 0 indica que a parametrização está inativa. Um valor maior que 1 para esta variável ativa a respectiva parametrização. Parametrização convectiva é usada para redistribuir verticalmente o calor e a umidade (como se por convecção) em uma coluna quando o modelo gera uma região que é superadiabática ou convectivamente instável, e quando a resolução da grade horizontal for muito grossa para o modelo desenvolver a sua própria circulação convectiva.
Viscosidade	IDIFFK=1,1,1,1,	Variável que depende da grade em que está sendo utilizada. Os quatro valores ativam um tipo de parâmetro para cada grade. Controla o tipo de parametrização a ser usada nos coeficientes de difusão horizontal e vertical, que podem ser 1, 2, 3 ou 4. Quando o valor 1 é definido, indica que a difusão vertical é parametrizada de acordo com o modelo proposto Mellor e Yamada (1974), que utilizam um prognóstico turbulento para a energia cinética (TKE).

As variáveis de parametrização apresentadas na Tabela 7 são apenas um pequeno exemplo das parametrizações possíveis no modelo BRAMS. Maiores detalhes do significado de cada variável podem ser encontrados em Panetta *et al.* (2007).

Os arquivos tipo texto que contêm as parametrizações, os *scripts*, podem ter até milhares de linhas de código de programação, não sendo possível, portanto, exemplificar e detalhar um *script* inteiro de parametrizações neste documento.

3.3.6 O modelo BRAMS

O MRPT que será utilizado neste projeto é o *Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modelling System* (BRAMS). O BRAMS foi desenvolvido pelas instituições ATMET (*Atmospheric, Meteorological and Environmental Technologies*, EUA), IME/USP (Instituto de Matemática e Estatística/Universidade de São Paulo), IAG/USP (Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas/USP) e INPE/CPTEC (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais/Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos), e teve, no seu início, financiamento pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), com o objetivo de desenvolver uma nova versão do *Regional Atmospheric Modelling System* (RAMS) da Universidade do Colorado nos EUA, adaptada à região tropical para os centros regionais de previsão do tempo do Brasil. O BRAMS é continuamente desenvolvido e mantido pelo INPE/CPTEC (<http://brams.cptec.inpe.br/>).

O modelo BRAMS/RAMS se configura como um MRPT não hidrostático projetado para simular a circulação atmosférica em escala hemisférica até as camadas de grande turbulência da camada limite planetária (*large eddy simulations*) (Wang *et al.*, 2009). O BRAMS se constitui de um modelo atmosférico cuja dinâmica não usa a aproximação hidrostática e permite compressibilidade da atmosfera. Isto o faz capaz de produzir simulações em altíssima resolução espacial podendo resolver explicitamente nuvens e turbilhões na atmosfera. Além disso, possui um completo pacote de parametrizações físicas capazes de simular transferência radiativa, microfísica de nuvens, fluxos de calor-umidade-momento entre a atmosfera e superfície e outros processos (Freitas *et al.*, 2009).

As condições iniciais e de contorno para a simulação de um MRPT são definidas por uma gigantesca massa de dados atmosféricos de todo o planeta num mesmo instante pré-definido, resultantes da simulação de um modelo global de previsão do tempo (MGPT), e por um conjunto de dados fixos, como, tipo de solo, cobertura do solo, relevo e índice de vegetação (NDVI) e temperatura da superfície do mar. O MRPT é alimentado com essas bases de dados e, a partir daí, o estado da atmosfera é integrado no tempo permitindo simulações para um período futuro considerado desejado, frequentemente 24 a 96 horas. Após a simulação, é possível extrair a variável de interesse: temperatura, precipitação, velocidade do vento, direção do vento, radiação solar, entre outras.

As simulações numéricas de previsão, em que são apresentados resultados para dois parques eólicos no Capítulo 6, utilizam a versão 4.3.2 do modelo regional de previsão de tempo, conhecido como BRAMS. O modelo BRAMS possui parametrizações específicas para as condições atmosféricas tropicais, desenvolvidas com o intuito de aumentar a confiabilidade das simulações dos fenômenos meteorológicos observados no Brasil (Fazenda *et al.*, 2007; Freitas *et al.*, 2009). Para o desenvolvimento deste estudo, todas as simulações a serem realizadas com o BRAMS utilizarão as seguintes parametrizações: o esquema de CARMA para os processos radiativos (Toon *et al.*, 1989); o esquema de turbulência na camada limite planetária foi o esquema de Mellor e Yamada (1982) e a microfísica de nuvens segue o esquema descrito por Walko *et al.* (1995).

O modelo LEAF-3 foi ativado para caracterização do uso e cobertura do solo. A resolução vertical usada consiste de 43 níveis com razão de alargamento (*stretch ratio*) de 1,2 e espaçamento máximo de 850 m. Foram usadas nas simulações condições iniciais prescritas, TSM (Temperatura da Superfície do Mar) média semanal observada, dados de topografia com resolução espacial de 1 km e dados de textura do solo global (Walko *et al.*, 2000).

Com o intuito de gerar previsões atmosféricas com horizonte de tempo de no máximo 72 horas, é necessário alimentar o BRAMS com condição inicial e de contorno compatíveis com este objetivo. Estão disponíveis execuções de previsão de tempo do modelo *Global Forecast System* (GFS), do *National Weather Service* (NWS), parte do *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), do

governo dos Estados Unidos. Trata-se de um modelo global, com alcance de 15 dias de previsão, com resolução espacial horizontal de um grau (tanto em latitude como em longitude), que equivale, no equador, a aproximadamente 111 quilômetros de resolução. A frequência temporal de previsões é de seis horas. A principal razão para escolha dos dados deste modelo para alimentar o BRAMS, ao invés dos resultados de previsão de outros modelos, foi a disponibilidade desses dados. Normalmente, os centros de previsão meteorológica não armazenam os dados de previsão dos modelos numéricos de previsão.

Estão disponíveis para se testar o método proposto neste trabalho dados das simulações do GFS do período compreendido entre 01/06/2012 a 10/07/2014. Cada execução do GFS é composta por condição inicial (instante inicial do modelo), referente a zero hora de Greenwich, e instantes previstos, com frequência de seis horas, com alcance de 72 horas, totalizando então 12 previsões e um instante inicial.

O modelo BRAMS é executado para melhorar a resolução espacial. São realizadas, para cada execução do GFS no período, quatro simulações do BRAMS, iniciando no mesmo instante, cada uma representando uma grade de dimensão e resolução diferentes. A primeira parte da resolução original do GFS (111km) para a resolução de 40 km; a segunda de 40 km para a resolução de 10 km; a terceira de 10 km para a resolução de 3,5 km; a quarta de 3,5 km para a resolução de 1km, conforme aninhamento de grade mostrado na Seção 3.3.4, Figura 29(a). Os refinamentos mais grossos alimentam os mais refinados através de suas saídas. Todos os refinamentos possuem saídas com frequência de três horas, sendo que o quarto refinamento (quarta grade) possui saída com frequência de 10 minutos. Todas as grades possuem o mesmo ponto central, normalmente definido pela posição da torre anemométrica que se pretende comparar os resultados de previsão como os de medição.

Na sequência, é realizado pós-processamento e tratamento dos dados para gerar séries temporais em um ponto espacial do domínio colocado no centro da grade. Para geração destas séries são utilizados os valores da variável desejada dos quatro pontos de grade mais próximos ao ponto em questão. O valor final é a média ponderada pela distância de cada ponto ao ponto em questão. A direção do vento é obtida com a interpolação das componentes do vento no nível de 123

metros. Vento proveniente do norte geográfico equivale a zero grau. Vento proveniente do leste geográfico equivale a 90 graus de direção, e assim por diante, no sentido horário, até completar o círculo, conforme descrição da rosa dos ventos, na Seção 2.1.8, Figura 10. Para o caso da velocidade do vento ela é obtida para todos os pontos de grade nos níveis de 39 e 123 metros acima da superfície. Em seguida, é interpolada para o ponto horizontal em questão e para a altura desejada (altura da torre anemométrica ou do eixo do aerogerador) através da Lei da Potência (Businger et al., 1971; Peterson e Hennessey, 1977; Touma, 1977, Ameya Sathe, 2007), para condições de estabilidade atmosférica neutra, conforme desenvolvido na Seção 2.1.9., Equação (18) ou a Equação logarítmica (12).

4 MÉTODOS

Para este estudo, adotou-se o modelo meteorológico-estocástico, que se trata de uma variação do modelo físico, para a previsão da geração de energia eólica. Esse modelo é descrito na Seção 4.1. A Seção 4.2 detalha os modelos estocásticos de correção do erro sistemático, a Seção 4.3 detalha os métodos de conversão de vento em energia e, finalmente, a Seção 4.4 apresenta os índices que avaliarão o desempenho do modelo proposto.

4.1 Modelo Meteorológico-Estocástico

O modelo meteorológico-estocástico adotado neste estudo é um caso particular do modelo físico. O modelo físico compreende uma etapa a mais que o modelo proposto neste estudo. Esta etapa consiste na utilização de um modelo de microescala, onde há um detalhamento maior das características orográficas e rugosidade do terreno onde está localizado o parque eólico. No modelo meteorológico-estocástico adotado neste estudo, a implementação de um modelo de microescala não será realizada, uma vez que esse desenvolvimento é, por si só, grandioso, e não cabe no contexto deste trabalho.

O modelo meteorológico-estocástico utiliza obrigatoriamente um modelo numérico de previsão de tempo que, por sua vez, tenta representar numericamente

o estado físico da atmosfera e como esta deverá se comportar num horizonte de curto prazo, através da representação das equações dinâmicas de movimento que a governam, conforme explicitado na Seção 3.3.1.

O modelo meteorológico-estocástico foi adotado neste estudo porque o modelo BRAMS já está instalado em um computador da Copel, adquirido para o levantamento do recurso eólico em qualquer região do Brasil, avaliando um horizonte de até 25 anos de dados meteorológicos (1989 a 2014). Ou seja, duas grandes limitações da implementação desse modelo estavam superadas: instalação e operação do modelo de previsão de tempo e existência de um computador de alto desempenho com processamento paralelo. O diagrama da Figura 30 apresenta o fluxograma modelo meteorológico-estocástico.

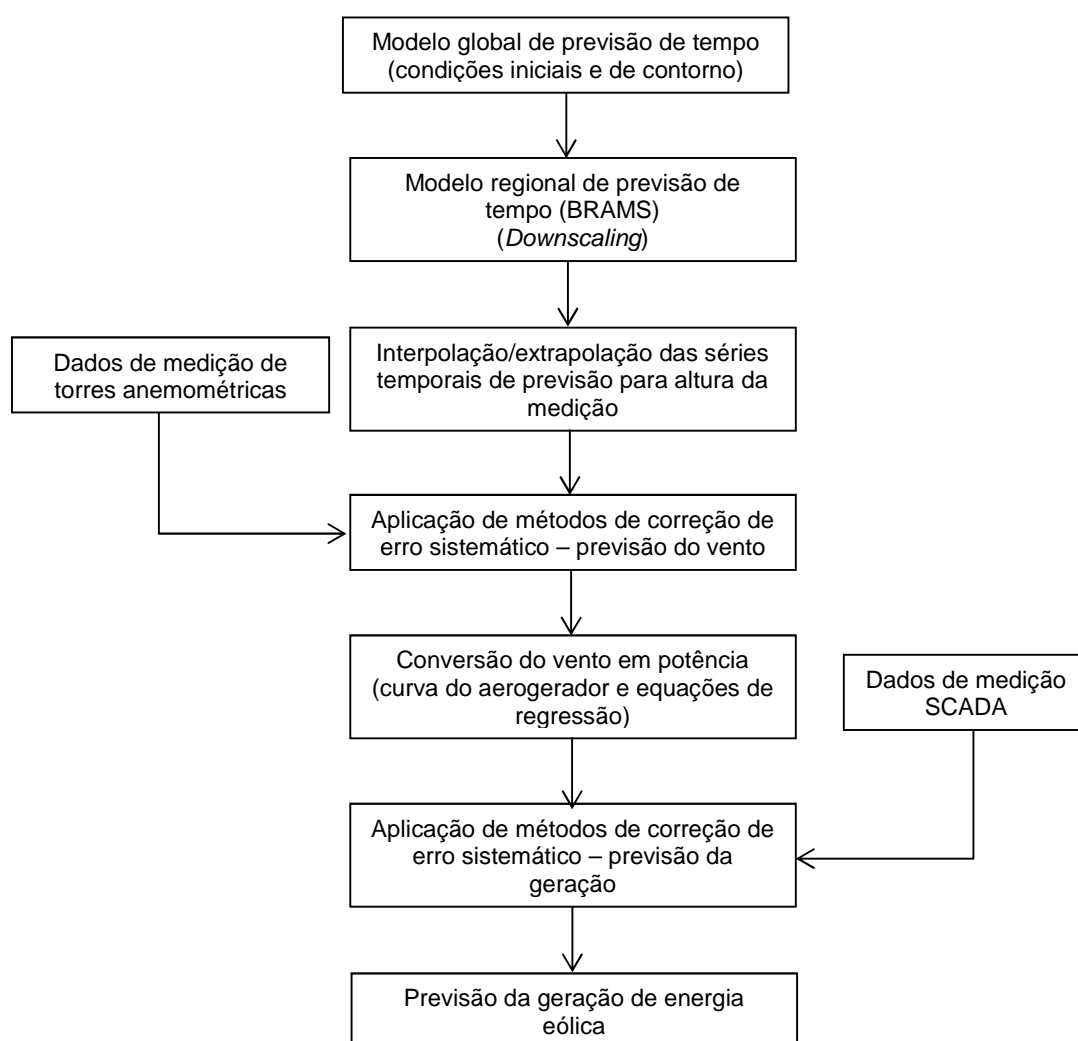


Figura 30 – Diagrama esquemático do modelo meteorológico-estocástico

Fonte: adaptado de DOE-U.S. 2009.

O diagrama apresentado anteriormente se inicia com os resultados da previsão de um modelo global de previsão de tempo, que estabelecem as condições iniciais e de contorno para o processamento do modelo regional. Essa transição é necessária porque o modelo global não tem todas as representações da dinâmica da atmosfera e escalas espaciais que são exigidas para estudos da natureza proposta por este trabalho. Por sua vez, o modelo regional, embora represente mais fielmente os fenômenos físicos envolvidos, necessita das condições iniciais provenientes da previsão do modelo global.

Após a previsão das séries temporais em duas alturas do vento realizada pelo modelo regional, estas são submetidas a processos estocásticos de correção de erro sistemáticos, às quais são incorporados dados de medição local de torres anemométricas. A seguir, é feita a conversão do vento em energia, fora do modelo regional de previsão de tempo. Essa conversão pode ser feita através da interpolação da curva de potência do aerogerador ou através de modelos de regressão. São rotinas de programação que podem ser feitas no Excel ou Matlab, por exemplo.

A seguir, é feito o tratamento dos erros da previsão da geração, utilizando dados de geração do sistema de supervisão e controle (*SCADA Supervisory Control And Data Acquisition*). Neste estudo, adotou-se o filtro de Kalman para o tratamento do erro. O método do filtro de Kalman é descrito na Seção 4.2. Após esta correção, a previsão da geração está completa.

Para que o diagrama apresentado pela Figura 30 representasse o modelo físico bastaria adicionar, após o processamento do BRAMS, o modelo de microescala e a etapa seguinte, de interpolação da saída do BRAMS, não seria necessária, pois o modelo de microescala já contém essa transformação.

É importante observar que, uma vez obtida a previsão do modelo regional de previsão de tempo, não se retorna mais a esse modelo. As tratativas do erro da previsão de vento não têm por objetivo realimentar o modelo de previsão para reprocessá-lo.

É bastante comum utilizar a curva de potência do aerogerador para a conversão do vento em energia. Uma curva típica de potência é apresentada na Figura 31.

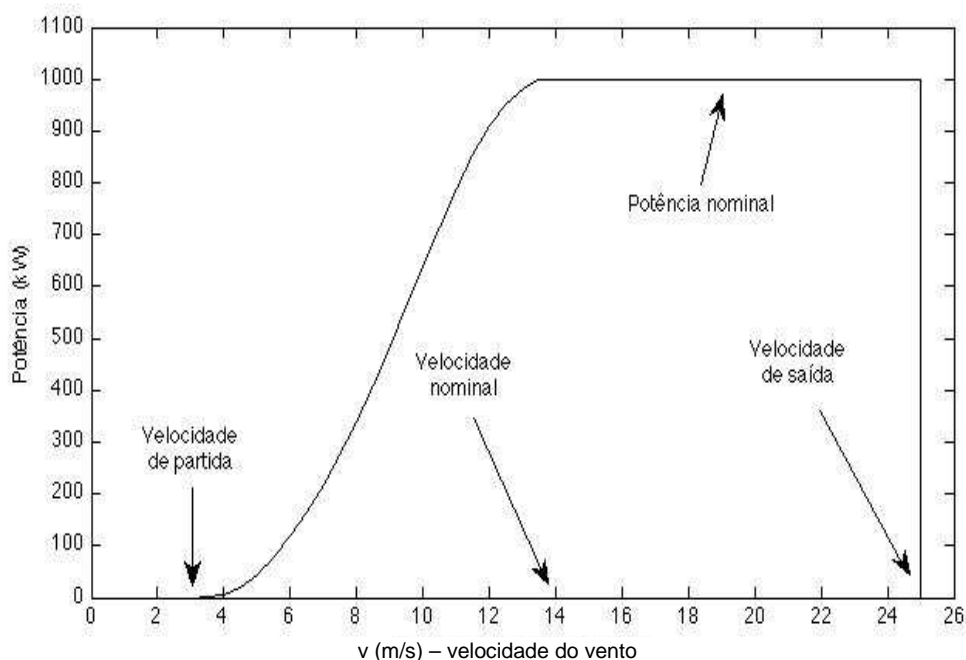


Figura 31 – Curva típica de um aerogerador
Fonte: O Autor.

Analisando a Figura 31 é possível identificar cinco regimes distintos para a velocidade do vento e seu respectivo valor em potência:

- (1) $0 < v < 2,5$ m/s: o vento não é suficiente para girar as pás e a potência é nula;
- (2) $2,5 < v < 12$ m/s: a potência varia com o cubo da velocidade do vento;
- (3) $12 < v < 15$ m/s: região de inflexão da curva de potência, onde a taxa de aumento da potência é menor do que a taxa de aumento do vento;
- (4) $15 < v < 25$ m/s: faixa da potência nominal, onde a potência é constante para ventos fortes de diferentes intensidades;
- (5) $v > 25$ m/s: potência nula, pois a geração cessa para evitar danos ao conjunto eletromecânico.

É possível também observar na Figura 31 a indicação de três velocidades: de partida, nominal e de saída. A velocidade de partida indica o início da operação do aerogerador. A velocidade nominal indica que o aerogerador atingiu a potência

nominal. A velocidade de saída indica que o gerador saiu de operação devido a ventos muito elevados.

4.2 Modelo Estocástico de Atualização de Estados

O filtro de Kalman se constitui de um procedimento de estimativa para sistemas dinâmicos e tem sido usado com muito sucesso para tratar das imprecisões das previsões obtidas por modelos numéricos de previsão de tempo (Galanis e Anadranistakis, 2002; Galanis *et al.*, 2006; Kalman, 1960; Kalman e Bucy, 1961; Kalnay, 2002; Pelland *et al.*, 2011; Stathopoulos *et al.*, 2013). Em outras palavras, o filtro de Kalman estima o estado de um sistema dinâmico, que pode ser perturbado por algum ruído, majoritariamente assumido como o ruído branco (Grewal e Andrews, 2001).

O filtro se constitui de um conjunto de equações matemáticas, que utilizam pesos para sua ponderação entre as observações e dados recentes de previsão, com o objetivo de minimizar o viés (*bias*) correspondente. A principal vantagem do método é a facilidade em se adaptar a qualquer alteração das observações, mesmo considerando séries temporais precedentes curtas (Stathopoulos *et al.*, 2013).

Como o método do filtro de Kalman se baseia na modelagem de sistemas dinâmicos lineares e não-lineares, considerou-se oportuno fazer uma breve descrição dos sistemas dinâmicos lineares, para melhor entendimento do método.

4.2.1 Sistemas Dinâmicos Lineares

O diagrama de blocos apresentado na Figura 32 representa um sistema dinâmico linear, em que se identificam três tipos distintos de variáveis (Grewal e Andrews, 2001):

- Entradas (**u**): variáveis que podem ser controladas, ou, pelo menos, medidas.
- Variáveis de estado (**x**): devem ser estimadas através daquelas que podem ser medidas.

- Saídas (\mathbf{z}): variáveis conhecidas pela medição.

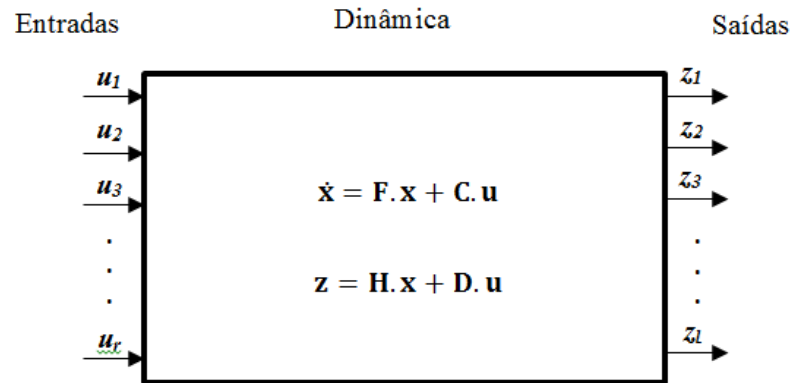


Figura 32 – Diagrama de blocos de um sistema dinâmico linear
Fonte: Grewal e Andrews, 2001.

As dinâmicas de sistemas lineares são representadas por um conjunto de n equações diferenciais lineares de primeira ordem, expressas na forma vetorial como

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \frac{d}{dt} \mathbf{x}(t) = \mathbf{F}(t) \cdot \mathbf{x}(t) + \mathbf{C}(t) \cdot \mathbf{u}(t), \quad (50)$$

onde,

- $\dot{\mathbf{x}}(t)$ → Vetor das derivadas das variáveis de estado \mathbf{x} em relação ao tempo t
- $\mathbf{x}(t)$ → Vetor das variáveis de estado \mathbf{x} em relação ao tempo t
- $\mathbf{F}(t)$ → Matriz dos coeficientes dinâmicos do sistema em relação ao tempo t
- $\mathbf{C}(t)$ → Matriz de acoplamento com o vetor das variáveis de entrada \mathbf{u} em relação ao tempo t
- $\mathbf{u}(t)$ → Vetor das variáveis de entrada \mathbf{u} do sistema dinâmico em relação ao tempo t .

Os elementos e componentes das matrizes e vetores descritos na Equação (50) podem ser funções do tempo, como mostrado.

A matriz $\mathbf{F}(t)$ é definida como matriz de coeficientes dinâmicos ou simplesmente matriz dinâmica e, seus elementos $f_{ij}(t)$, coeficientes dinâmicos. A matriz $\mathbf{C}(t)$ é definida como matriz de acoplamento com o vetor das variáveis de

entrada u e seus elementos, $c_{ij}(t)$, coeficientes de acoplamento de entrada. O vetor \mathbf{u} é definido como vetor das entradas dos sistema dinâmico.

Somente entradas e saídas de um sistema podem ser medidas, e é comum considerar que as variáveis de saída \mathbf{z}_i como os valores medidos. Para problemas lineares, as variáveis de saída \mathbf{z}_i estão relacionadas com as variáveis de estado \mathbf{x} e as de entrada \mathbf{u} através de um sistema de equações lineares, que podem ser expressas na forma vetorial como

$$\mathbf{z}(t) = \mathbf{H}(t) \cdot \mathbf{x}(t) + \mathbf{D}(t) \cdot \mathbf{u}(t), \quad (51)$$

onde,

$\mathbf{z}(t)$	→	Vetor das variáveis de saída do sistema dinâmico em relação ao tempo t
$\mathbf{x}(t)$	→	Vetor da variáveis de estado x em relação ao tempo t
$\mathbf{H}(t)$	→	Matriz de sensibilidade da medição em relação ao tempo t
$\mathbf{D}(t)$	→	Matriz de acoplamento com o vetor dos dados de entrada u em relação ao tempo t
$\mathbf{u}(t)$	→	Vetor das entradas u do sistema dinâmico no tempo t .

O vetor $\mathbf{z}(t)$ é definido como vetor de medição ou vetor das variáveis de saída do sistema dinâmico. Os elementos da matriz $\mathbf{H}(t)$ são chamados de coeficientes de sensibilidade $h_{ij}(t)$ e representam a sensibilidade do i -ésimo elemento da medição z_i do j -ésimo estado interno x_j . A matriz $\mathbf{H}(t)$ é definida como matriz de sensibilidade da medição e $\mathbf{D}(t)$, matriz de acoplamento com as variáveis de entrada do vetor \mathbf{u} . A Equação de estado (50) e a Equação de saída (51) formam as equações dinâmicas do sistema mostrado pelo diagrama de blocos apresentado pela Figura 32.

4.2.2 Formulação do Filtro de Kalman para sistema lineares e não-lineares aplicados em meteorologia

Do ponto de vista teórico, o filtro de Kalman é um estimador para o problema linear-quadrático, em que se pretende estimar o estado instantâneo de um sistema dinâmico linear perturbado por ruído branco, utilizando medições que são linearmente relacionadas com o estado, mas corrompidas pelo ruído branco.

Do ponto de vista prático, as primeiras aplicações do filtro de Kalman estão relacionadas a controles de sistemas dinâmicos complexos, tais como: aviação, navegação e balística (Grewal e Andrews, 2001). Nessas aplicações não é sempre possível ou desejável medir todas as variáveis que se pretende controlar. O filtro de Kalman permite inferir a informação faltante de forma indireta a partir das medições disponíveis. Também é utilizado para se prever o futuro de sistemas dinâmicos como os fluxos dos rios durante enchentes, trajetórias de corpos celestes ou o preço de comercialização de *commodities* (Grewal e Andrews, 2001).

As aplicações do filtro de Kalman em meteorologia não são recentes e têm sido empregadas com razoável sucesso, na melhoria da qualidade de previsão das variáveis meteorológicas, notadamente temperatura e vento (Carvalho *et al.*, 2011; Galanis e Anadranistakis, 2002; Galanis *et al.*, 2006; Kalnay, 2002; Pelland *et al.*, 2011; Stathopoulos *et al.*, 2013).

Em relação às Equações (50) e (51), apresentadas na Seção 4.2.1, as equações da aplicação do filtro de Kalman à meteorologia são simplificadas, por uma razão bastante simples, uma vez que as variáveis de estado não apresentam o controle de entrada u , ou seja, não é possível controlar a temperatura externa, o vento, a precipitação, etc. Assim, as parcelas dessas equações relacionadas ao acoplamento das entradas não são consideradas. Outra adaptação comum é apresentar o equacionamento em passos de integração. A previsão das variáveis meteorológicas são realizadas em horários ou passos fixos.

O filtro de Kalman consiste de dois passos: a) previsão e b) correção. No primeiro passo, o estado é previsto através de um modelo dinâmico. No segundo passo, o estado é corrigido pelo modelo de observação, portanto, o erro da covariância do estimador é minimizado. Nesse sentido, é um estimador ótimo. O processo é repetido para cada tempo de integração com o estado do tempo anterior como estado inicial do seguinte. Por isso que o filtro de Kalman é chamado de recursivo (Grewal e Andrews, 2001).

O principal objetivo do filtro de Kalman é a simulação de um processo x_t desconhecido, em que t denota um passo discreto (Stathopoulos *et al.*, 2013). No caso particular desse estudo, tanto as previsões como as observações de vento e geração, estão na base temporal de dez minutos. Ou seja, o passo discreto é de dez minutos.

Os componentes básicos do filtro de Kalman são o vetor de estados, modelo dinâmico e modelo de observação, descritos individualmente nos parágrafos seguintes.

O vetor de estados contém as variáveis de interesse. Descreve o estado do sistema dinâmico e apresenta o grau de liberdade. As variáveis de estado não podem ser medidas diretamente, mas podem ser previstas a partir de valores que são mensuráveis.

Os elementos do vetor de estados podem ser a posição, velocidade, ângulos de orientação, etc. Um exemplo simples é um trem que se move a uma velocidade constante numa estrada de ferro reta. Nesse caso, o trem tem dois graus de liberdade, a distância S e a velocidade v . Assim o vetor de estados é

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} S \\ v \end{bmatrix}. \quad (52)$$

O vetor de estado tem dois valores ao mesmo tempo, chamados de valores *a priori*, que são os valores previstos antes da atualização, e valores *a posteriori*, que são valores corrigidos após a atualização. Na sequência, o valor *a priori* é denominado $x_{t/t-1}$ e *a posteriori*, x_t , mas no mesmo passo de integração.

Na abordagem proposta por este trabalho um filtro de Kalman não linear é aplicado com o objetivo de se estimar a *tendência* da estimação no tempo para um único parâmetro meteorológico como uma função direta da saída do modelo de previsão.

O modelo dinâmico descreve a transformação do vetor de estado em relação ao tempo, conforme Equação (50), que pode ser aproximada, no caso deste estudo para

$$\mathbf{x}_t = \mathbf{F}_t \cdot \mathbf{x}_{t-1} + \mathbf{w}_t, \quad (53)$$

onde,

\mathbf{x}_t	→	Variáveis de estado desconhecidas que se deseja encontrar no passo de integração t , que são os parâmetros do filtro de Kalman
\mathbf{F}	→	Matriz dos coeficientes dinâmicos do sistema
\mathbf{x}_{t-1}	→	Vetor das variáveis de estado x_{t-1} do passo de integração t anterior
\mathbf{w}_t	→	“Ruído branco” da equação de estado no passo de integração em relação ao t .

Como comentado anteriormente, o filtro de Kalman considera a existência de ruído dinâmico (\mathbf{w}_t) nas equações que compõem o sistema. Esse ruído deve ser, obrigatoriamente, gaussiano, com média zero e variância \mathbf{W}_t ($\mathbf{w}_t \sim N(0, \mathbf{W}_t)$). Ao se comparar a Equação (53) com a Equação (50) é possível observar que o termo $\mathbf{C}(t) \cdot \mathbf{u}(t)$ não existe, uma vez que não existe acoplamento com as entradas do sistema dinâmico.

O modelo de observação representa a relação entre o estado e a medição. A equação da observação do modelo pode ser expressa por um sistema de equações lineares, que depende das variáveis de estado. Normalmente, as observações são realizadas em tempos discretos, no caso deste estudo, a cada dez minutos, tanto de vento como de geração de energia. Na forma vetorial, pode ser expresso por

$$\mathbf{z}_t = \mathbf{H}_t \cdot \mathbf{x}_t + \mathbf{v}_t, \quad (54)$$

onde,

\mathbf{z}_t	→	Vetor das variáveis de observação saída do sistema dinâmico no passo de integração t
\mathbf{H}_t	→	Matriz de sensibilidade da observação
\mathbf{x}_t	→	Vetor das variáveis de estado x no passo de integração t
\mathbf{v}_t	→	“Ruído branco” da observação medição em relação ao t .

Da mesma forma que na Equação (53), \mathbf{v}_t é o ruído do processo da medição, com média zero e variância $\mathbf{V}(t)$ ($\mathbf{v}(t) \sim N(0, \mathbf{V}(t))$). Da mesma forma que para a equação de estado do sistema dinâmico, a Equação (54) não tem acoplamento com a entrada \mathbf{u} , como visto na Equação (51).

As matrizes de covariância \mathbf{W}_t e \mathbf{V}_t dos vetores gaussianos e independentes \mathbf{w}_t e \mathbf{v}_t , juntamente com as matrizes \mathbf{F} e \mathbf{H} , devem ser determinadas antes da aplicação do filtro de Kalman (Grewal e Andrews, 2001), para inicializar o modelo.

Como dito anteriormente, a previsão é primeiro passo do filtro de Kalman. O estado *a priori*, pois ainda se está no mesmo passo de integração, é calculado negligenciando o ruído branco e resolvendo as equações que descrevem o sistema dinâmico. Assim, o primeiro passo para a implementação do filtro de Kalman em um sistema linear ou não linear é uma aproximação da Equação (53), que se torna

$$\mathbf{x}_{t/t-1} = \mathbf{F}_t \cdot \mathbf{x}_{t-1} , \quad (55)$$

onde,

$\mathbf{x}_{t/t-1} \rightarrow$ Estimativa *a priori* das variáveis de estado \mathbf{x} , do passo atual t , considerando sua relação com as do passo de integração anterior $t-1$

$\mathbf{F}_t \rightarrow$ Matriz dos coeficientes dinâmicos

$\mathbf{x}_{t-1} \rightarrow$ Estimativa das variáveis de estado \mathbf{x} , do passo anterior t .

Na sequência, a matriz de covariância $\mathbf{P}(t/t-1)$ de $\mathbf{x}(t/t-1)$ é calculada a partir da matriz \mathbf{F}_t .

$$\mathbf{P}_{t/t-1} = \mathbf{F}_t \cdot \mathbf{P}_{t-1} \cdot \mathbf{F}_t^T + \mathbf{W}_t , \quad (56)$$

onde,

$\mathbf{P}_{t/t-1} \rightarrow$ Matriz de covariância *a priori* de $\mathbf{x}(t/t-1)$

$\mathbf{F}_t \rightarrow$ Matriz dos coeficientes dinâmicos do sistema

$\mathbf{P}_{t-1} \rightarrow$ Matriz de covariância do passo de integração anterior ($t-1$)

$\mathbf{W}_t \rightarrow$ Variância da equação de estado.

A equação da matriz de variância \mathbf{W}_t é estimada a partir de uma amostra dos últimos valores de $\mathbf{w}_t = \mathbf{x}_t - \mathbf{x}_{t-1}$ e será mostrada mais adiante.

Uma vez que novos valores de \mathbf{z}_t são obtidos (medições/observações), o valor estimado das variáveis de estado \mathbf{x} no passo de integração t , se torna:

$$\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_{t/t-1} + \mathbf{K}_t \cdot (\mathbf{z}_t - \mathbf{H}_t \cdot \mathbf{x}_{t/t-1}) , \quad (57)$$

onde,

\mathbf{x}_t	→	Estimativa <i>a posteriori</i> das variáveis de estado x_t do passo de integração atual (é o que se está procurando)
$\mathbf{x}_{t/t-1}$	→	Estimativa <i>a priori</i> das variáveis x_t , considerando sua relação com as do passo de integração anterior $t-1$, calculadas na Equação (55)
\mathbf{K}_t	→	Ganho do filtro de Kalman, descrito a seguir
\mathbf{z}_t	→	Vetor da observação, no caso, medições de vento e de geração de energia, a cada dez minutos
\mathbf{H}_t	→	Matriz da sensibilidade da medição, definida previamente.

O ganho do filtro de Kalman \mathbf{K}_t do passo de integração atual é calculado pela equação a seguir

$$\mathbf{K}_t = \mathbf{P}_{t/t-1} \cdot \mathbf{H}_t^T \cdot (\mathbf{H}_t \cdot \mathbf{P}_{t/t-1} \cdot \mathbf{H}_t^T + \mathbf{V}_t)^{-1}, \quad (58)$$

onde todos os parâmetros já foram descritos anteriormente, exceto \mathbf{V}_t . A equação da matriz de variância \mathbf{V}_t é estimada a partir de uma amostra dos últimos valores de $\mathbf{v}_t = \mathbf{z}_t - \mathbf{x}_t$ e será mostrada a seguir.

Finalmente, a última atualização do filtro de Kalman antes do próximo passo é a atualização da matriz de covariância \mathbf{P}_t .

$$\mathbf{P}_t = (\mathbf{I} - \mathbf{K}_t \cdot \mathbf{H}_t) \cdot \mathbf{P}_{t/t-1} \quad (59)$$

Onde, \mathbf{I} é a matriz identidade e os demais parâmetros já foram todos definidos. As Equações (55) a (59) atualizam o algoritmo do filtro de Kalman entre dois passos de integração sucessivos.

O algoritmo mostrado até aqui pode ser utilizado de diversas maneiras, dependendo do parâmetro utilizado, linear ou não linear. Na abordagem deste trabalho, o filtro de Kalman é aplicado em um sistema não linear com o objetivo de estimar o viés no tempo para um único parâmetro meteorológico, sendo este obtido através de previsões de modelos meteorológicos.

Considerando como \mathbf{m}_t a saída do modelo meteorológico no tempo t , o viés z_t dessa previsão é traduzido pelo polinômio

$$z_t = x_{0,t} + x_{1,t} \cdot m_t + x_{2,t} \cdot m_t^2 + \dots + x_{n,t} \cdot m_t^n + v_t, \quad (60)$$

onde,

z_t	→	Escalar do viés da previsão
$x_{i,t}$	→	Parâmetros a serem estimados pelo filtro
m_t^i	→	Saídas do modelo meteorológico no tempo t
v_t	→	Erro gaussiano não sistemático.

Como resultado, o vetor de \mathbf{x}_t é aquele formado pelos coeficientes $x_{i,t}$

$$\mathbf{x}_t = [x_{0,t} \ x_{1,t} \ x_{2,t} \ x_{n,t}]. \quad (61)$$

O método da observação é o viés (escalar) z_t descrito pela Equação (60). A matriz de sensibilidade da observação tem a forma

$$\mathbf{H} = [1 \ m_t \ m_t^2 \ \dots \ m_t^n]. \quad (62)$$

As matrizes de variância \mathbf{W}_t , do sistema da equação de estado, e \mathbf{V}_t , da equação de observação, são estimadas baseadas na amostra dos últimos seis valores de $w_t = x_t - x_{t-1}$ e $v_t = z_t - x_t$, respectivamente,

$$\mathbf{W}_t = \frac{1}{6} \cdot \sum_{i=0}^5 \left[(x_{t-i} - x_{t/t-i}) - \frac{(\sum_{i=0}^5 (x_{t-i} - x_{t/t-i}))}{6} \right]^2 \quad (63)$$

$$\mathbf{V}_t = \frac{1}{6} \cdot \sum_{i=0}^5 \left[(z_{t-i} - H_{t-i} \cdot x_{t-i}) - \frac{(\sum_{i=0}^5 (z_{t-i} - H_{t-i} \cdot x_{t-i}))}{6} \right]^2. \quad (64)$$

As Equações (63) e (64) são os estimadores de \mathbf{W}_t e \mathbf{V}_t , respectivamente, uma vez que as variáveis \mathbf{w}_t e \mathbf{v}_t representam a parte não sistemática dos erros apresentados nas Equações (53) e (54), que seguem a distribuição normal por suposição (Stathopoulos et. al, 2013; Galanis *et al.*, 2006). Nessas últimas duas referências, as metodologias descritas para previsões de até de 72 horas apresentou bons resultados, acredita-se que serão obtidos resultados semelhantes para previsões de até 72 h à frente, o qual é o objetivo do presente trabalho.

Cabe ressaltar que a ordem do polinômio apresentado pela Equação (60) irá depender das características do caso analisado. Neste estudo serão gerados polinômios de primeira, segunda e terceira ordem, em que os resultados são comparados entre si, como o objetivo de se identificar a função que melhor representa o problema.

4.3 Conversão da Previsão do Vento em Energia

A conversão de vento em energia é tipicamente realizada de duas formas: (1) com o uso direto da curva de potência, ou então (2) com funções de regressão de vento e potência observados.

Os dados observados da velocidade do vento, w_t , e da potência gerada, p_t , são registrados pelos sistemas de supervisão e controle dos parques eólicos. As séries temporais longas desses dados são usadas para estabelecer as funções de regressão entre potência e vento. As regressões podem ser estimadas para diferentes faixas de velocidade do vento, levando em conta as características das relações entre potência e vento descritas na Seção 4.3.1. A justificativa para que não se use diretamente a curva do fabricante é que existem vários outros fatores que interferem na eficiência da geração, tais como as características locais do parque eólico e a interação com aerogeradores de parques vizinhos.

Uma vez definido o modelo de conversão entre vento e energia, então se avança para a previsão da energia, cuja implementação é organizada em dois passos:

- (1) O primeiro passo consiste na aplicação dos modelos de conversão entre potência e vento para a previsão da energia a partir do vento previsto pelo BRAMS e corrigido pelo filtro de Kalman e pelo método do viés. As previsões da velocidade do vento podem ser utilizadas para a previsão da potência de cada turbina individualmente ou então para todo o conjunto do parque eólico.
- (2) O segundo passo consiste na assimilação da energia observada para uma nova aplicação do filtro de Kalman e da correção pelo viés para a correção da previsão de energia.

Neste contexto, os modelos de previsão de potência são descritos individualmente nas subseções seguintes (Stathopoulos *et al.*, 2013).

4.3.1 Previsão utilizando polinômios de regressão

Um dos métodos estatísticos de PGEE é a descrição da geração de energia de uma única turbina ou parque, como uma função cúbica da velocidade do vento. A abordagem é equivalente àquela ao proposta inicialmente por Joensen *et al.* (1999), em que a potência de saída é obtida pela aplicação de métodos de regressão múltipla da combinação entre a velocidade do vento e a potência de saída observadas

$$p_{t+k} = a_k \cdot w_{t+k} + b_k \cdot w_{t+k}^2 + c_k \cdot w_{t+k}^3 + d_k \cdot p_t + l_k + e_{t+k}, \quad (65)$$

onde p_{t+k} é a potência eólica prevista, w_{t+k} a intensidade do vento previsto, p_t a potência de saída no passo de tempo anterior e a , b , c , d , e l , os pesos correspondentes; e_{t+k} é erro gaussiano sistemático. Observar que a Equação (65) é exatamente igual à Equação (60), com expoente $n \leq 3$.

Uma abordagem mais simples não considera a potência de saída do passo anterior

$$p_{t+k} = a_k w_{t+k} + b_k w_{t+k}^2 + c_k w_{t+k}^3 + l_k + e_{t+k}. \quad (66)$$

Esse modelo pode fornecer pesos estatísticos diferentes dependendo da extensão das séries temporais dos dados de entrada para o mesmo parque ou turbina.

4.3.2 Previsão baseada na curva de potência

A implementação da previsão da potência a partir da curva de potência é amplamente utilizada em aplicações de PGEE (Joensen *et al.*, 1997; Landberg, 1998; Madsen *et al.*, 1995) e fornece uma ferramenta segura para converter a velocidade do vento em energia.

Cada aerogerador é associado a uma curva típica que descreve o processo ideal de conversão da energia cinética da velocidade do vento para energia elétrica. A forma da curva típica é semelhante para os diferentes tipos de aerogeradores e é fornecida pelo fabricante, através de calibração em condições idênticas de laboratório.

A curva típica de um aerogerador foi descrita na Seção 4.1 e a relação entre velocidade do vento e potência, na Seção 2.2.3, especificamente pela Equação (35).

4.3.3 Previsão baseada em equações não polinomiais

Um problema típico dos modelos anteriores de PGEE é relativo ao controle da forma não linear das curvas de potência obtidas, que são altamente sensíveis às variações do vento. Essa sensibilidade não pode ser facilmente capturada por modelos polinomiais. Uma alternativa é a adaptação de funções hiperbólicas não lineares trigonométricas, que descrevem com sucesso comportamentos não lineares. Métodos semelhantes que usam funções trigonométricas foram testados em trabalhos anteriores, para incluir o ciclo diurno da direção do vento (Nielsen e Madsen, 1997) ou para vincular um termo de correção da variação diurna da potência (Madsen *et al.*, 1995).

$$p_{t+k} = a_0 \cdot \tanh\left(\frac{w_{t+k} - a_1}{a_2}\right) + a_3, \quad (67)$$

onde, p_{t+k} é a potência de saída, w_{t+k} a velocidade do vento e a_i , os coeficientes de regressão, que têm significado físico específico: a_0 é um fator de escala da curva, a_1 descreve o intervalo do eixo horizontal, em que a variação da curva aparece, a_2 modela a curvatura e a_3 é o termo de correção.

Embora apresentado, esse método não será abordado neste estudo.

4.4 Avaliação do Desempenho da Previsão

A avaliação do desempenho dos métodos de previsão é baseado em análises estatísticas das saídas de previsão do vento realizadas pelo BRAMS, das saídas do filtro de Kalman, e na PGEE obtida dos modelos treinados.

Os tipos de índices descritos a seguir são calculados no formato de conjunto de previsões (*ensemble forecast*) $f_{i,j}$ e observações $a_{i,j}$, onde i representa o índice do intervalo ($1 \leq i \leq 432$) e j representa o índice das simulações realizadas ($1 \leq j \leq n$). O intervalo entre i e $i+1$ é de 10 minutos, ou seja, $f_{432,j}$ e $a_{432,j}$ correspondem à previsão e à observação em 72 horas. Em relação ao tamanho da amostra para o índice j , no caso da UEE de Palmas, $n = 346$, representando o período de 07/07/2012 a 19/06/2013, e para a torre RN05, $n = 208$, referente o período 01/12/2013 a 25/06/2014.

Os índices estatísticos utilizados para avaliação de desempenho das previsões são apresentados a seguir.

4.4.1 Erro médio de tendência (EMT)

A média de erro da tendência é simplesmente a diferença entre a média da previsão e a média da observação (Wilks, 1995). Este índice fornece informações de possíveis previsões superestimadas ($EMT > 0$) ou subestimadas ($EMT < 0$) dos valores observados. No entanto, por si só este índice estatístico não oferece informações suficientes para a precisão dos erros de previsão individuais.

$$EMT = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - a_i), \quad (68)$$

onde f_i representa o valor da variável prevista (saída modelo direto ou previsão filtrada) no tempo i ; a_i , o respectivo valor observado da variável, e n , o tamanho da amostra.

4.4.2 Root mean square error (RMSE):

É uma medida de divergência clássica e amplamente utilizada, que fornece informações sobre a precisão da previsão e da variabilidade (Wilks, 1995). Previsões consideradas de boa qualidade apresentam baixos valores de RMSE, enquanto valores elevados indicam desvios. Todos os parâmetros da equação já foram definidos anteriormente.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [f_i - a_i]^2} \quad (69)$$

4.4.3 Coeficiente de determinação R^2

O coeficiente de determinação ou R^2 é uma ferramenta típica para se determinar o grau de correlação linear entre os valores previstos e observados. R^2 varia entre zero e um. Valores próximos da unidade indicam uma concordância linear dos conjuntos de dados testados (Wilks, 1995).

Quando duas variáveis apresentam uma correlação linear, os pontos de um diagrama de dispersão ficam mais próximos de uma reta. O coeficiente de correlação linear é expresso pela equação a seguir.

$$\rho_{a,f} = \frac{\sum_{i=1}^n [f_i - \bar{f}] \cdot [a_i - \bar{a}]}{\sigma_a \cdot \sigma_f \cdot (n - 1)} \quad (70)$$

onde:

$\rho_{a,f}$	→	Coeficiente de correlação linear dos valores entre valores previstos (f) e observados (a).
f_i	→	Valor previsto da variável no tempo i
\bar{f}	→	Média dos valores previstos da variável
a_i	→	Valor observado da variável no tempo i
\bar{a}	→	Média dos valores observados da variável
σ_a	→	Desvio padrão dos valores observados da variável
σ_f	→	Desvio padrão dos valores previstos da variável
n	→	Tamanho da amostra.

O coeficiente de correlação linear também é conhecido como coeficiente de correlação linear de Pearson.

O coeficiente de determinação R^2 é o quadrado do coeficiente de correlação linear, e varia de 0 a 1

$$R^2 = (\rho_{a,f})^2 \quad . \quad (71)$$

4.4.4 Índice Nash–Sutcliffe

O índice Nash-Sutcliffe foi originalmente desenvolvido para prever a qualidade dos modelos hidrológicos (Nash e Sutcliffe, 1970)

$$NS = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n [a_i - f_i]^2}{\sum_{i=1}^n [a_i - \bar{a}]^2} \quad , \quad (72)$$

onde todas as grandezas foram descritas anteriormente.

O índice Nash-Sutcliffe pode variar entre $-\infty$ até 1. Valores negativos indicam uma previsão pior do que a média dos dados utilizados para construir o modelo. Valores do índice próximo a zero indicam que o desempenho do modelo é semelhante à média. Valores próximos a um indicam um modelo perfeito (MacCuen *et al.*, 2006).

4.4.5 Índice de Correlação de Anomalia

Na meteorologia, um dos índices mais comuns e importantes é a correlação de anomalia (CA), que mostra a qualidade da previsão. Varia entre -1 e 1, e valores de acima de 0,6 ($CA \geq 0,6$) indicam uma boa previsão (Wilks, 1995).

É definido pela seguinte equação

$$CA = \frac{\sum_{i=1}^n [f_i - \bar{f}] \cdot [a_i - \bar{a}]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n [f_i - \bar{f}]^2 \cdot \sum_{i=1}^n [a_i - \bar{a}]^2}} \quad , \quad (73)$$

onde:

CA \rightarrow Índice de correlação de anomalia

f_i	→	Valor previsto da variável no tempo i
\bar{f}	→	Média dos valores previstos da variável
a_i	→	Valor observado da variável no tempo i
\bar{a}	→	Média dos valores observados da variável
n	→	Tamanho da amostra.

Geralmente, a correlação de anomalia apresenta um declínio progressivo à medida que o tempo da previsão vai aumentando. A figura a seguir mostra um comportamento típico desse índice (Wilks, 1995).

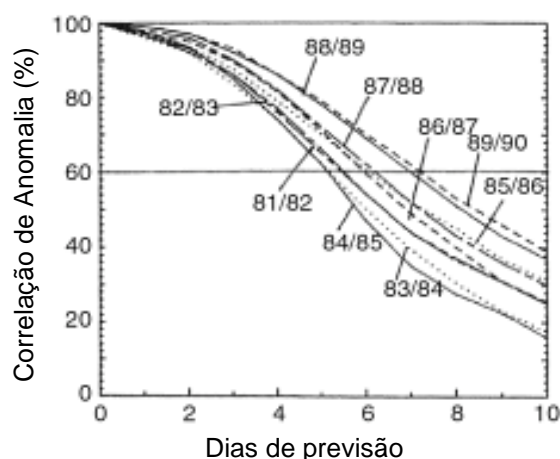


Figura 33 – Correlação de anomalia – temperatura à 500 hPa entre 20° N e 80° N – 1981/1982 a 1989/1990
Fonte: Wilks, 1995.

É possível observar na Figura 33 o declínio da precisão da previsão à medida que os dias de previsão aumentam, e uma evolução na qualidade da previsão, em que o limite de 0,6 é atingido, aproximadamente, no sétimo dia de previsão, para os anos 1989/1990 e no quinto dia, para os anos 1984/1985.

5 ÁREAS DE ESTUDO E DADOS

Foram selecionados dois locais de estudo com características físicas e climáticas muito distintas, um parque eólico e uma torre anemométrica.

O parque eólico se localiza na região sul do Paraná, no município de Palmas, a Usina Eólio-Elétrica (UEE) de Palmas, composto por 5 aerogeradores e uma torre anemométrica.

A torre está localizada no Rio Grande do Norte, no município de São Bento do Norte, chamada de torre RN05. Considerou-se que seria importante validar o método proposto neste trabalho em duas regiões com características físicas e climáticas distintas, para se testar a robustez do método de previsão dos ventos, que posteriormente podem ser convertidos em energia eólica.

A medição da geração da UEE de Palmas é feita pelo sistema de supervisão e controle da usina.

O período de medição da UEE de Palmas compreende o período de julho/2012 a junho/2013, tanto de vento como de geração. E no caso da torre anemométrica RN05, o período de análise é referente a novembro/2013 a junho/2014, apenas dados de vento.

5.1 Usina Eólio-Elétrica de Palmas

A Usina Eólio-Elétrica de Palmas se localiza no município de Palmas-PR. Foi a primeira usina eólica da região sul do Brasil. É composta por cinco aerogeradores Enercon E-40, potência nominal de 500 kW cada um, 44 metros de altura (eixo do rotor) e rotor de 40,3 m de diâmetro. A montagem de seus cinco aerogeradores foi feita no tempo recorde de uma semana, e entrou em operação em fevereiro de 1999. Foi implantada pela Centrais Eólicas do Paraná, da qual a Copel participava, inicialmente, com 30%. Em 2008 a Copel adquiriu 100% do controle dessa Empresa. Em janeiro de 2012, a UEE de Palmas passou efetivamente a fazer parte do parque gerador da Copel, ocasião em que a Aneel aprovou a reversão da concessão para a Copel Geração S.A (Copel, 2014).

A Figura 34 identifica a localização do município de Palmas no mapa do estado do Paraná e a Figura 35 apresenta o leiaute do parque eólico, às margens da PR 280, divisa entre os estados do Paraná e Santa Catarina, com as unidades geradoras identificadas como AEG1 a AEG5, e a estação de medição anemométrica, EM1.



Figura 34 – Localização do município de Palmas e da UEE de Palmas
Fonte: Wikipedia.



Figura 35 – Leiaute da UEE de Palmas e localização da torre anemométrica
Fonte: Google Earth.

A Tabela 8 apresenta a localização georreferenciada dos aerogeradores e da estação de medição anemométrica da UEE de Palmas.

Tabela 8 – Localização georreferenciada UEE de Palmas.

Fonte: Google Earth

Equipamento	Latitude	Longitude
Aerogerador 1	26°34'51,26"S	51°41'57,16"O
Aerogerador 2	26°34'47,43"S	51°42'2,47"O
Aerogerador 3	26°34'48,53"S	51°41'46,37"O
Aerogerador 4	26°34'44,18"S	51°41'53,90"O
Aerogerador 5	26°34'37,85"S	51°41'59,59"O
Torre Anemométrica	26°34'46,80"S	51°41'51,00"O

A Figura 36 mostra uma vista aérea da UEE de Palmas, ilustrando as características do relevo e da cobertura vegetal na região do empreendimento.



Figura 36 – Vista aérea UEE de Palmas

Fonte: Camargo e Schubert, 2009.

A foto aérea apresentada na Figura 36 foi tirada antes da instalação da torre anemométrica, razão pela qual somente se indicou a localização da mesma com um ponto vermelho editado sobre a foto (EM1).

Os aerogeradores da UEE de Palmas são do fabricante Enercon, tipo E-40/500 kW. O primeiro número designa o diâmetro do rotor (40 m) e o segundo número especifica a potência nominal em kW (500 kW).

A Figura 37 identifica a torre anemométrica da UEE de Palmas. As alturas de medições disponíveis nesta torre estão a 46, 75 e 98 m.



Figura 37 – Torre anemométrica da UEE de Palmas
Fonte: Camargo e Schubert, 2009.

A Figura 38 ilustra as distribuições estatísticas da direção e intensidade do vento, resultantes da certificação de dados de medições anemométricas do período de 01/01/2008 a 31/12/2011, portanto quatro anos contínuos, para a altura de 75 m.

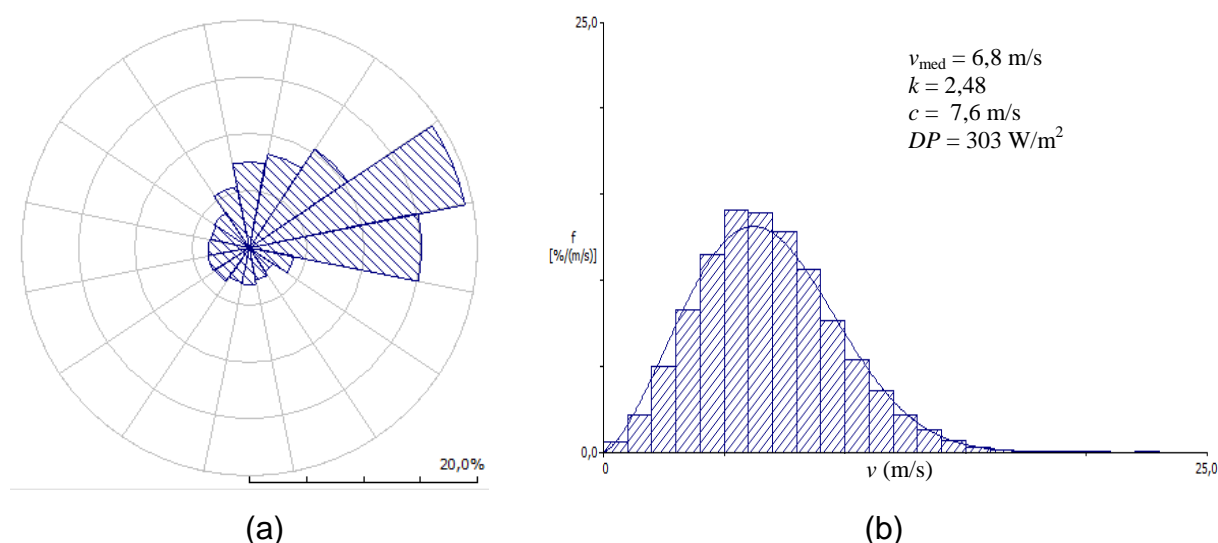


Figura 38 – Rosa dos ventos (a) e distribuição de frequência (b) - Torre anemométrica da UEE de Palmas – Altura: 98 m – 01/01/2008 a 31/12/2011
Fonte: O Autor.

De acordo com Figura 38a, a direção nordeste é a direção predominante de vento na região da UEE de Palmas, com aproximadamente 50% das ocorrências registradas no período de 01/01/2008 a 31/12/2011. A Figura 38b comprova que os dados medidos nesse período podem ser ajustados à distribuição de Weibull, em que v é a velocidade, v_{med} é a velocidade média, DP é densidade de potência, e c e k , os parâmetros da distribuição.

5.2 A torre anemométrica RN05

A torre anemométrica RN05 foi instalada em dezembro de 2009, no município de São Bento do Norte, coordenadas geográficas $5^{\circ} 5'37.91''\text{S}$ (latitude) e $36^{\circ} 1'11.05''\text{O}$ (longitude), para a prospecção de parques eólicos. Esteve em operação até meados de 2015, quando os instrumentos de medição foram removidos. O período de medições anemométricas da torre RN05 que serão utilizados para a validação deste estudo é referente dezembro/2013 a junho/2014. A Figura 39 a seguir mostra a localização da torre anemométrica RN05.

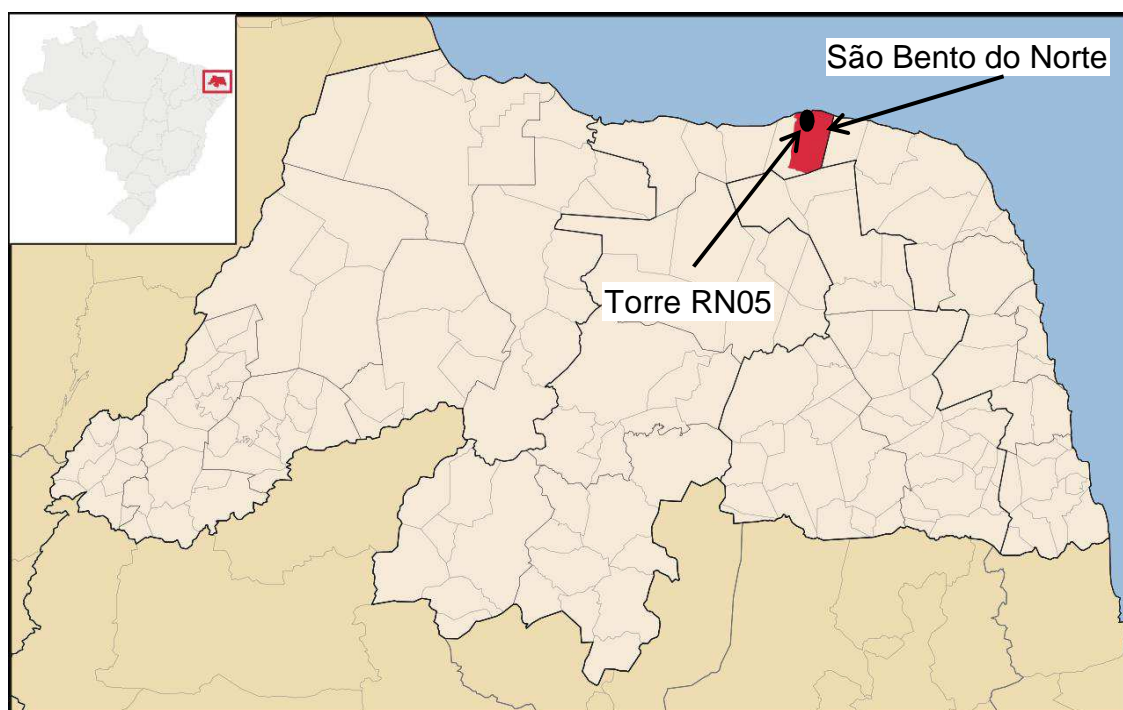


Figura 39 – Localização do município de São Bento do Norte (RN) e da torre anemométrica RN05
Fonte: Wikipedia

A Figura 40 mostra a torre anemométrica RN05, com anemômetros localizados nas seguintes alturas, 72,8, 89,7 e 91,8 m, e sensor de direção, nas alturas 72,8 e 90 m.



Figura 40 – Torre anemométrica RN05

A Figura 41 ilustra as estatísticas de direção e velocidade do vento resultantes da certificação de dados de medições anemométricas do período 19/01/2010 a 31/08/2013, aproximadamente 3,6 anos de medição, da altura de 91,8 m, para a velocidade do vento, e 90 m, direção.

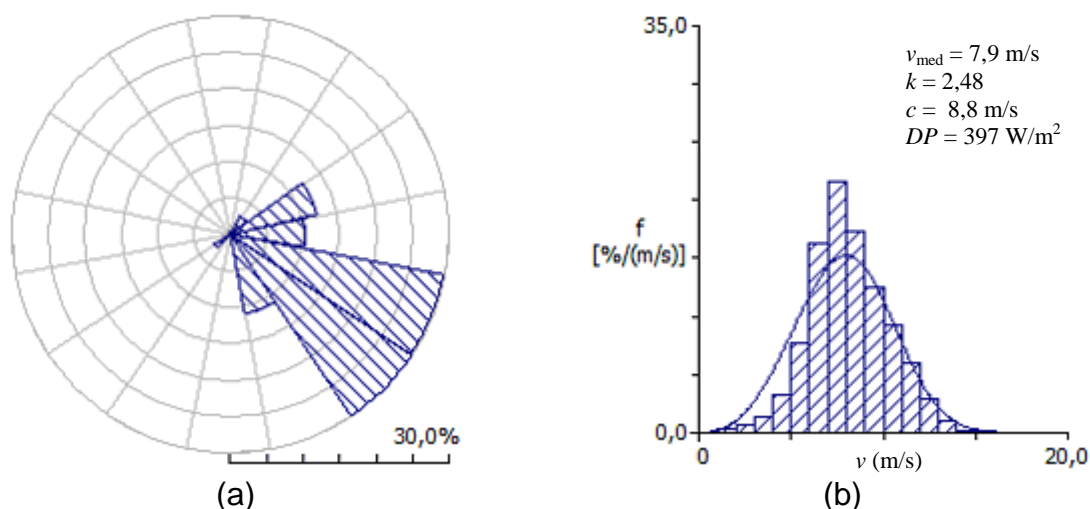


Figura 41 - Rosa dos ventos (a) e distribuição de frequência (b) da medição da torre anemométrica RN05 – Período 19/01/2010 a 31/08/2013

Fonte: O Autor.

De acordo com a rosa dos ventos da Figura 41a, a direção sudeste é a direção predominante de vento na região da torre RN05, com aproximadamente 70% das ocorrências registradas no período da campanha de medição. O histograma da Figura 41b comprova que os dados medidos nesse período podem ser ajustados à distribuição de Weibull, com os parâmetros identificados no histograma e já definidos na Seção 5.1.

6 VELOCIDADE DO VENTO

A etapa mais complexa desse projeto consistiu na elaboração dos *scripts* necessários para simulação da previsão de tempo com horizonte de 72 horas e passo de integração de 10 minutos, a partir das quais é possível extrair a variável de interesse (temperatura, pressão atmosférica, precipitação, velocidade do vento, entre outras). Os *scripts* se constituem de um conjunto de códigos, normalmente em linguagem Fortran, onde estão definidas as parametrizações para simulação do modelo de previsão de tempo, conforme apresentado na Seção 3.3.5.

Os *scripts* para simulação do BRAMS foram implementados para produzir as simulações preliminares (*hindcasts*) do vento previsto para diferentes aninhamentos das grades regionais, e compará-los com os valores observados das duas torres de medições anemométricas.

As simulações do BRAMS foram processadas em computador de alto desempenho, composto por 8 nós computacionais, com 24 núcleos de processamento cada nó, totalizando 196 núcleos. A capacidade de armazenamento do disco rígido é 20 TB.

A Seção 6.1 apresenta os resultados preliminares para a torre anemométrica da UEE de Palmas (Palmas, PR) e a Seção 6.2. apresenta os resultados para a torre RN05 (São Bento do Norte, RN). Os resultados apresentados nessas Seções tem as seguintes características:

- (1) Aninhamento das grades: Primeira grade: resolução de 40 km e 60 x 60 pontos de grade; Segunda grade: 10 km de resolução e 60 x 60 pontos de grade. Terceira grade: resolução de 3,5 km e 60 x 60 pontos de grade. Quarta grade: 1 km de resolução e 60 x 60 pontos de grade.
- (2) Alturas de séries temporais da previsão do BRAMS: duas alturas, 39 e 123 m.
- (3) Período de observação disponível, tanto de vento quanto de potência:
 - a. Torre anemométrica da UEE de Palmas: 07/07/2012 a 19/06/2013

b. Torre anemométrica RN05: 01/12/2013 a 25/06/2014.

6.1 Análise de sensibilidade dos dados de vento medidos e previstos para a torre anemométrica da UEE de Palmas

A análise de sensibilidade foi desenvolvida para a variável velocidade de vento para a torre anemométrica da UEE de Palmas. O período de medição disponível está compreendido entre 07/07/2012 a 19/06/2013 (346 dias), quase um ano completo, a cada 10 minutos, para as alturas 46, 75 e 98 m.

As simulações obtidas do BRAMS, para o período descrito anteriormente, são para as alturas 39 e 123 m, a cada 10 minutos, 72 horas à frente (3 dias). Portanto, cada simulação de 72 h corresponde a 432 intervalos de 10 minutos de previsão. Desta forma, existe um conjunto de 432 intervalos de previsão para cada dia do período de 07/07/2012 a 19/06/2013.

6.1.1 Sensibilidade da velocidade do vento observada em relação às equações de extrapolação vertical – torre anemométrica da UEE de Palmas

A Seção 2.1.9 apresentou duas formas de realizar a extrapolação vertical da velocidade do vento, a partir de alturas de medições anemométricas ou saídas do modelo de previsão do tempo disponíveis, de acordo com as Equações (15) e (18).

Conforme esclareceu a Seção 5.1, a torre anemométrica da UEE de Palmas dispõe de três alturas de medição da velocidade do vento: 46, 75 e 98 m. A torre anemométrica está localizada entre os cinco aerogeradores da usina, como ilustra a Figura 35. A altura do rotor dos aerogeradores é 44 m e o diâmetro do rotor, 40,3 m. Portanto, a altura total da torre mais o extremo da ponta da pá é 64,15 m. Desta forma, suspeita-se que a medição da altura de 46 m sofre interferência aerodinâmica provocada pela passagem do vento pelas pás dos aerogeradores.

Como o Capítulo 7 a seguir descreve a conversão do vento em potência e energia, é de extrema importância definir, a partir da série temporal dos dados medidos, a série temporal mais representativa correspondente à altura do eixo do gerador. No caso da UEE de Palmas, a altura mais adequada seria a de 46 m, uma

vez que está mais próxima do eixo do rotor, 44 m. Entretanto, conforme discutido anteriormente, esta série de medição pode não ser a mais adequada para ser utilizada nas equações de extrapolação vertical. Por outro lado, as demais alturas disponíveis 75 e 98 m, podem estar localizadas longe demais para se fazer a extrapolação para a altura de 44 m, uma vez que se sabe que as equações de extrapolação não são perfeitas e introduzem erros.

No caso específico da Equação (15) está se considerando que a estabilidade atmosférica é neutra, uma vez que a função Ψ , chamada de termo de correção, apresentada na Equação (19), não é considerada. Isto porque na torre anemométrica não existem os equipamentos e dispositivos necessários para se calcular a função Ψ , conforme Equações (20) a (22).

Dessa forma, para avaliar a qualidade das medições e qual método de extrapolação é o mais representativo para a UEE de Palmas, são consideradas as figuras de correlação mostradas a seguir.

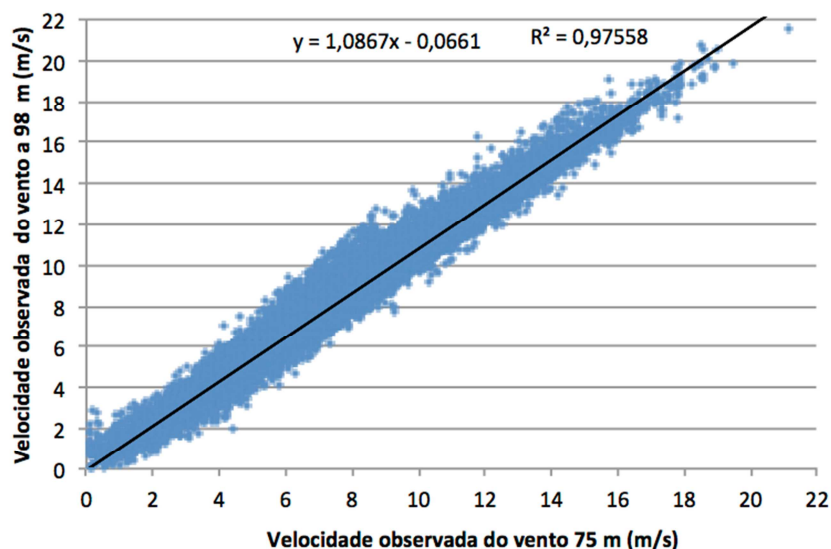


Figura 42 – Fator de Correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 75 e 98 m – período: 07/07/2012 a 19/06/2013.

Fonte: O Autor.

A Figura 42 mostra uma alta correlação R^2 , próxima de 0,98, para as observações de velocidade do vento das alturas 75 e 98 m da torre anemométrica da UEE de Palmas. Entretanto, quando essas alturas são correlacionadas com as observações da altura de 46 m (Figura 43 e Figura 44), há uma redução significativa do valor da correlação, embora continue elevada, acima de 0,85 (98 x 46 m) e 0,92

(75 x 46 m). Uma justificativa para a essa redução é a suspeita da medição da altura de 46 m estar sendo influenciada pela turbulência causada pelas pás dos aerogeradores dessa usina.

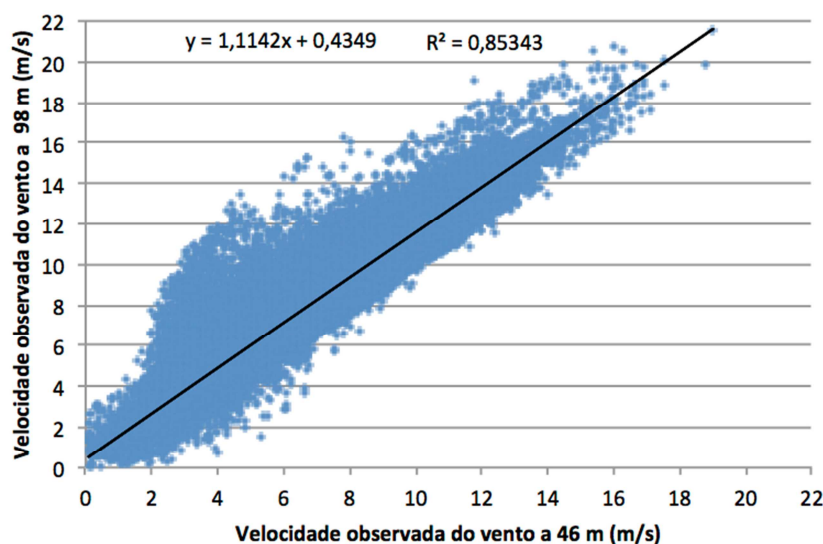


Figura 43 - Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 46 e 98 m – período 07/07/2012 a 19/06/2013
Fonte: O Autor.

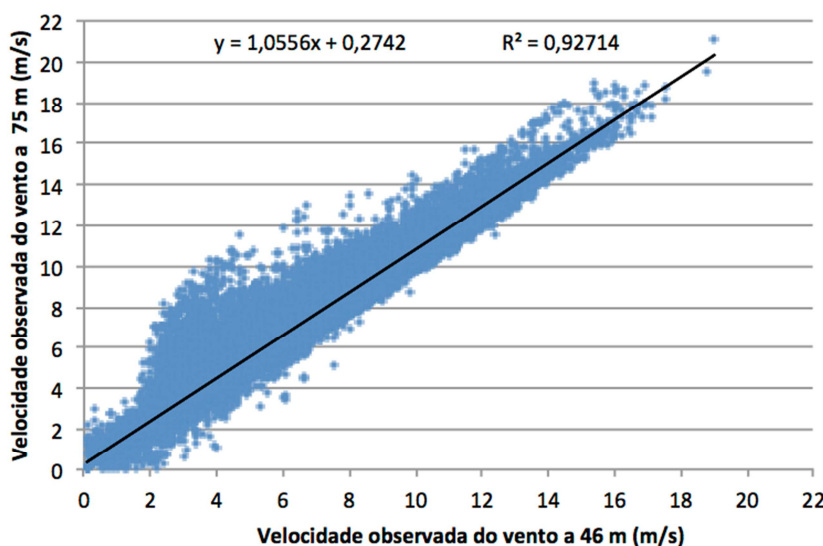


Figura 44 - Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da UEE de Palmas – alturas 46 e 75 m – período 07/07/2012 a 19/06/2013
Fonte: O Autor.

Utilizando a Equação (18), a partir das observações das alturas disponíveis na torre anemométrica da UEE de Palmas para o período considerado, gerou-se a

série de “observação” para a altura 44 m, que corresponde à altura do rotor, que será utilizada no Capítulo 7 para a conversão do vento em potência e energia.

As figuras apresentadas a seguir, Figura 45, Figura 46 e Figura 47, são resultantes da comparação da “observação” da altura de 44 m, resultante da extrapolação das medições das alturas 46 e 75 m utilizando Equação (18), correlacionadas com as medições das alturas disponíveis (46, 75 e 98 m).

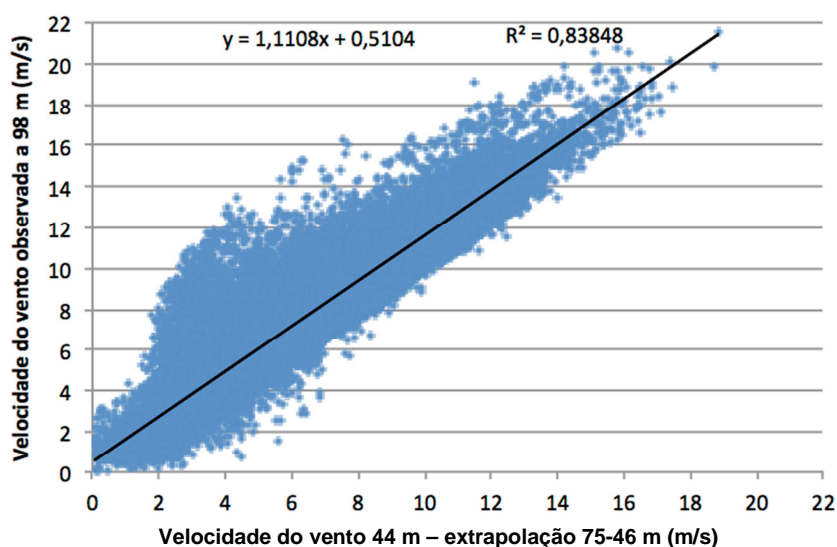


Figura 45– Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir da das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 98 m
Fonte: O Autor.

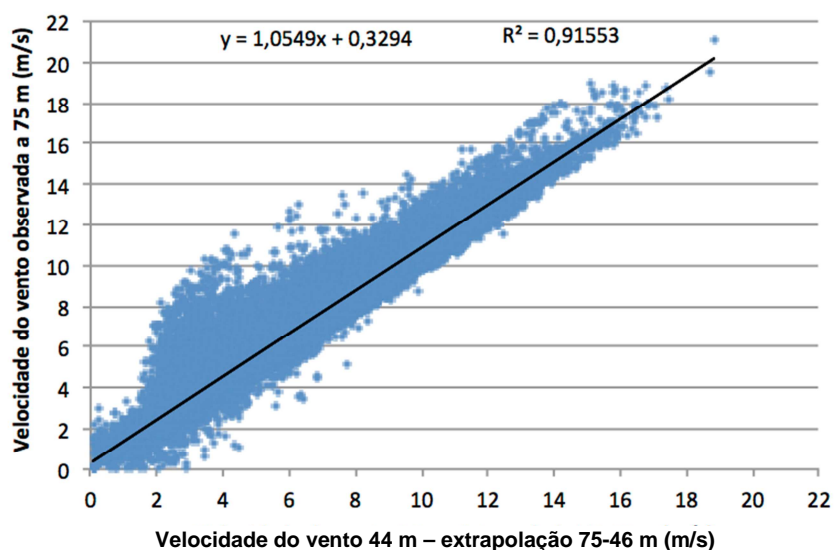


Figura 46 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 75 m
Fonte: O Autor.

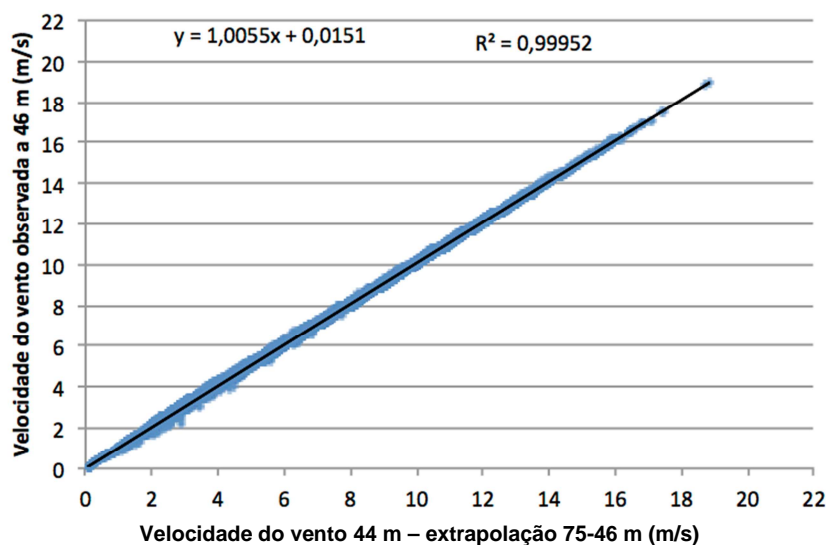


Figura 47 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, a partir das alturas 46 e 75 m, com a observação da altura 46 m

Fonte: O Autor.

Comparando a Figura 43 com a Figura 45 e a Figura 44 com a Figura 46 observa-se uma pequena redução no fator de correlação R^2 . Por outro lado, a Figura 47 apresenta uma correlação quase unitária entre as projeções para a altura 44 m com as observações da altura 46 m, o que já era esperado, pois, como as alturas são muito próximas, ocorre uma influência significativa dessa última sobre a primeira. Assim, se antes suspeitava-se que as observações da altura 46 m pudessem estar contaminadas com a turbulência dos aerogeradores, esse efeito foi repassado por essa extrapolação (75 e 46 m para se estimar a da altura 44 m).

Outra tentativa foi utilizar, da mesma forma que o processo anterior, as observações das alturas 75 e 98 m, para determinar a “observação” da altura 44 m, utilizando a Equação (18). As figuras a seguir, Figura 48, Figura 49 e Figura 50, ilustram essa comparação.

Comparando-se a Figura 45 com a Figura 48, a Figura 46 com a Figura 49 e a Figura 47 com a Figura 50, observa-se uma redução significativa do fator de correlação R^2 . Assim, a geração da “observação” para a altura 44 m a partir das observações das alturas 75 e 98 m, utilizando a equação da potência, piorou a qualidade dos resultados obtidos para a extrapolação das alturas 46 e 75 m. Uma possível explicação é que a altura de 98 m está muito distante da altura 44 m, e introduz maiores erros na extrapolação vertical das alturas.

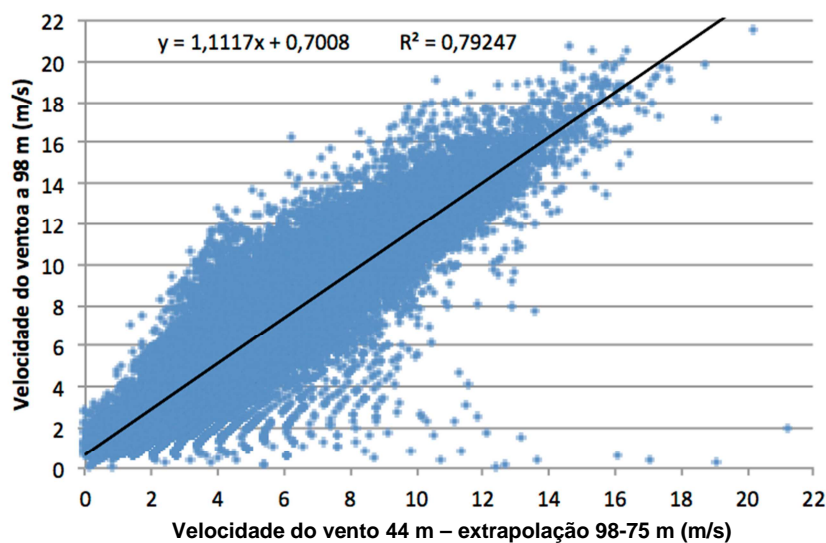


Figura 48 – Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 98 m
Fonte: O Autor.

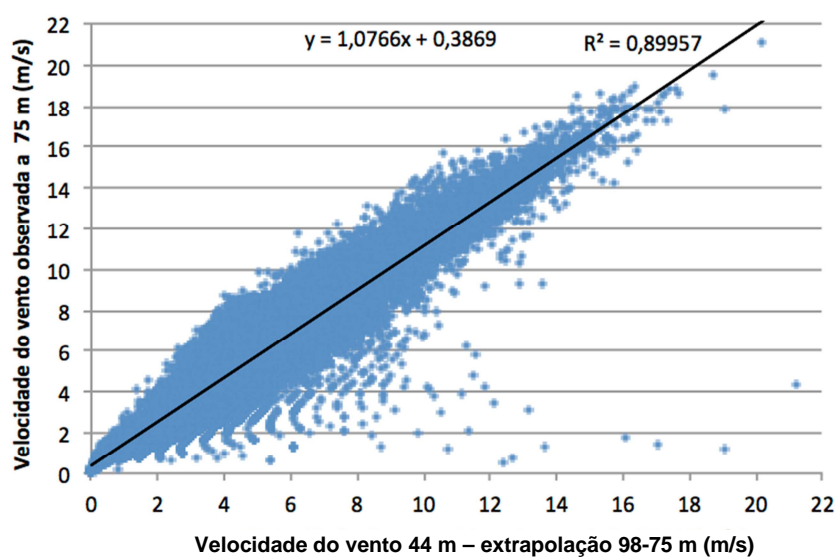


Figura 49 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 75 m
Fonte: O Autor.

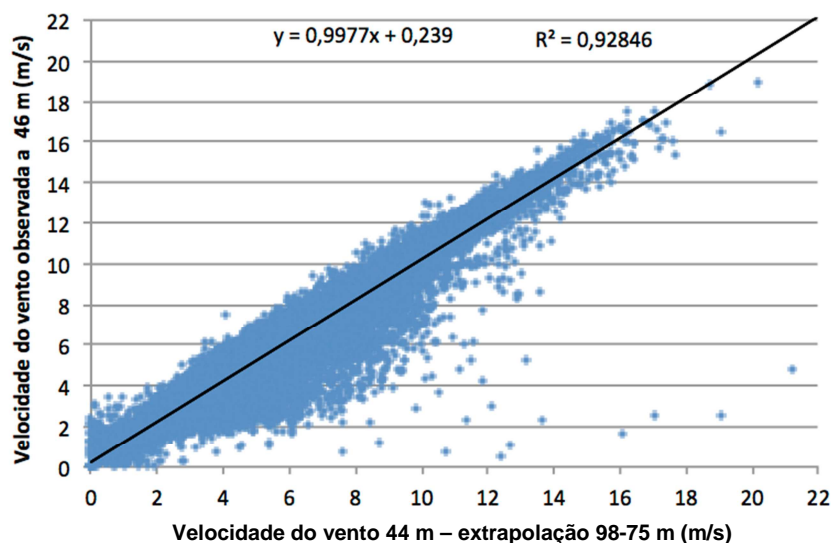


Figura 50 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m, partir das alturas 75 e 98 m, com a observação da altura 46 m
Fonte: O Autor.

Na sequência, testou-se a equação logarítmica (15), para projetar os valores da altura de 44 m a partir da altura 75 m, que é a altura mais próxima, considerando que a altura 46 m possa apresentar valores não muito realistas para o objetivo do trabalho. Esses resultados são apresentados nas figuras a seguir.

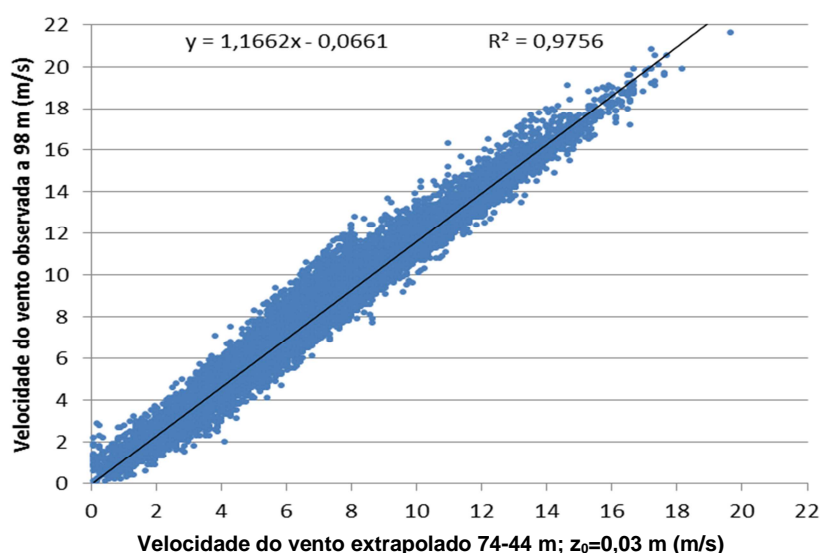


Figura 51 – Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 98 m
Fonte: O Autor.

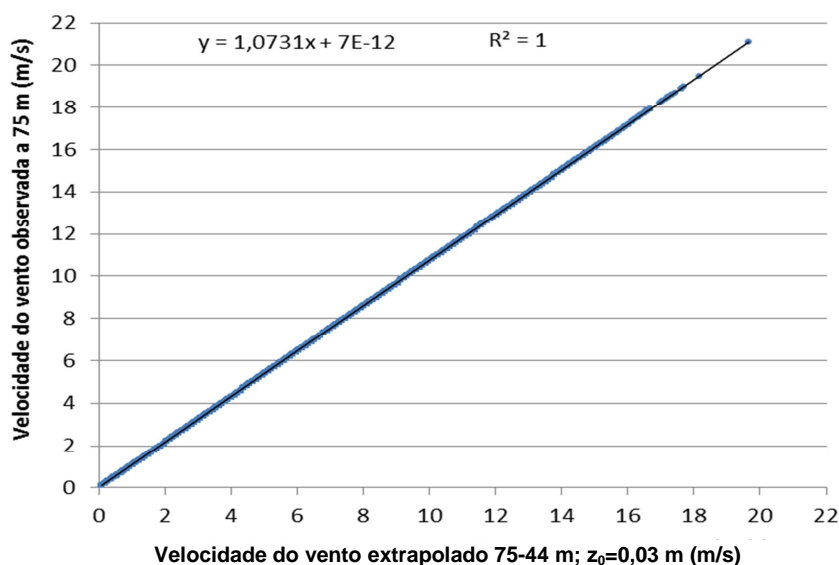


Figura 52 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 75 m

Fonte: O Autor.

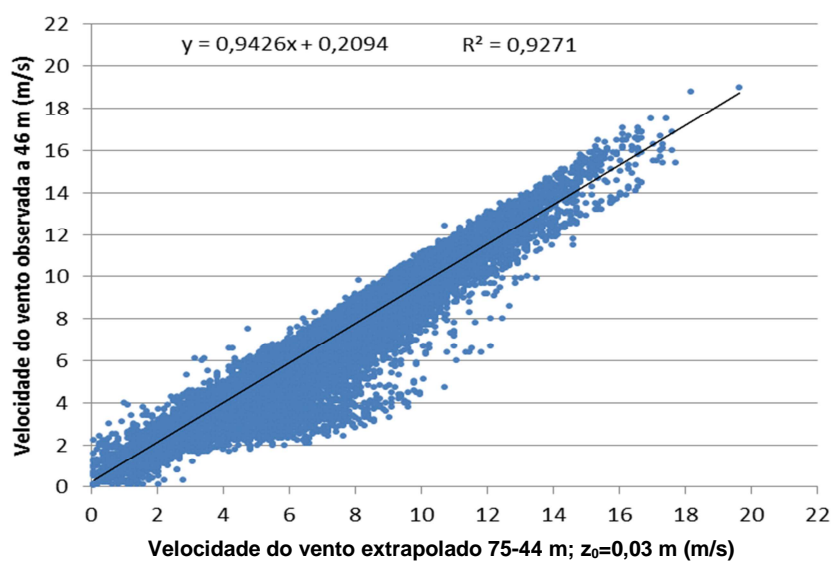


Figura 53 - Fator de correlação R^2 entre as projeções para a altura 44 m a partir da extrapolação da altura de 75 m com a observação da altura 46 m

Fonte: O Autor.

A Equação logarítmica (15) não requer dois níveis de medição, como a Equação (18). Por outro lado, necessita do valor da rugosidade local, que foi estimada em $z_0=0,03$ m, de acordo com Custódio (2013): “área aberta, com poucos quebra-ventos, planas ou levemente onduladas, podendo apresentar simples fazendas e árvores e arbustos”.

Como pode-se observar, ao se comparar a Figura 42 com a Figura 51, a Figura 43 com a Figura 52, e a Figura 44 com a Figura 53, verifica-se os fatores de correlação R^2 iniciais foram preservados. A correlação unitária apresentada pela Figura 52 era esperada, pois a compara os valores de observação da altura 75 m com os da altura de 44 m, que foram obtidos a partir da altura original (75 m).

A partir da análise dos resultados apresentados anteriormente, Figura 42 a Figura 53, decidiu-se utilizar os valores de velocidade do vento para altura de 44 m gerados pela equação logarítmica a partir da altura de 75 m, que tenta reduzir os possíveis erros existentes na altura de 46 m, e evita a introdução de erros da extrapolação vertical da altura de 98 m.

6.1.2 Comparação dos resultados da previsão da velocidade do vento com a observação da torre anemométrica da UEE de Palmas

As séries temporais de previsão da velocidade do vento para as alturas 39 e 123 m, obtidas a partir de simulações do BRAMS, foram extrapoladas para altura de 44 m (altura do aerogerador). Essa extrapolação foi implementada para adaptar as séries de previsão com as séries de observação, conforme conclusão apresentada no último parágrafo da Seção anterior.

Na sequência, foi aplicado às séries temporais de previsão da velocidade do vento, realizadas pelo BRAMS, o método de correção de erros sistemáticos, descrito na Seção 4.2, o filtro de Kalman.

A avaliação do desempenho dos valores previstos da velocidade do vento, filtrados ou não, são realizados por meio de índices estatísticos, mostrados a seguir, Figura 54 à Figura 58, conforme descrito na Seção 4.4. Importante esclarecer que as previsões se iniciam sempre às 21 h, que corresponde ao horário 0 h GMT (*Greenwich Mean Time*), que é a referência da base de dados que estabelecem as condições iniciais e de contorno do BRAMS.

A Figura 54 ilustra o desempenho do índice erro médio da tendência do conjunto de todas as previsões do período compreendido entre 07/07/2012 a 19/06/2013. A curva EMT-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo BRAMS. A curva EMT-FK representa o índice

considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman. Cada ponto das curvas representa o desempenho de 346 valores previstos para o mesmo passo de integração a cada 10 minutos, filtrados ou não, comparados à observação, conforme Equação (68).

De acordo com a definição apresentada na Seção 4.4.1 valores positivos do índice indicam que a previsão é superestimada. Valores negativos, subestimada. Portanto, o ideal é que a previsão fique o mais próximo possível a zero.

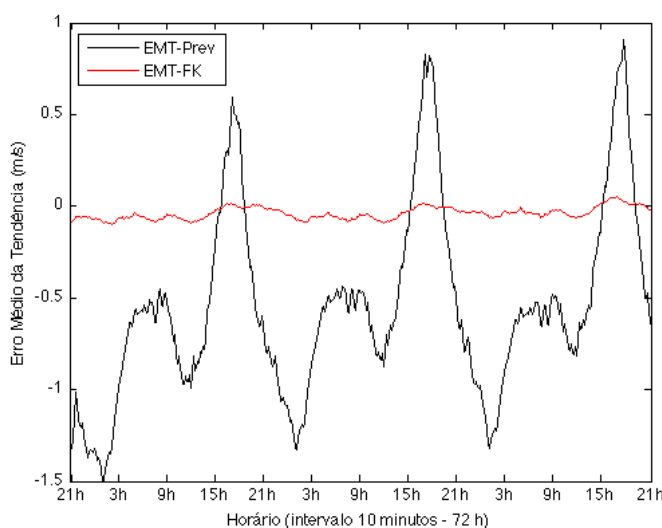


Figura 54 – UEE de Palmas – Erro médio da tendência – Velocidade do vento
Fonte: O Autor.

Como mostra a Figura 54, o desempenho do índice EMT para a previsão do BRAMS (EMT-Prev) tem um comportamento cíclico de 24 h e de incremento do erro à medida que o tempo de previsão aumenta. Observa-se que no intervalo entre 21 h até às 3 h do dia seguinte, a previsão é subestimada com tendência de aumento negativo, em que o valor mínimo ocorre por volta de 2 h (-1,5 m/s). A partir de 3 h ocorre uma melhora da previsão, e que se estabiliza em torno de -0,5 m/s, até aproximadamente às 9 h. A partir desse horário, novamente uma nova tendência de crescimento negativo, que sofre uma rápida inversão por volta das 15 h, quando uma rampa vertiginosa ocorre, invertendo a tendência da previsão de subestimada para sobrestimada, com pico positivo de 0,5 m/s por volta das 18 h. O último pico positivo é de quase 1 m/s, no último ciclo de 24 h da previsão. A partir das 21 h o desempenho do índice repete o ciclo descrito, com pequenas alterações dos valores.

A curva dos valores filtrados (EMT-FK), por sua vez, apresenta resultados muito próximos a zero, com pequenas alterações no período de 72 h. Dessa forma é possível concluir que o filtro de Kalman é eficiente em reduzir a tendência da previsão em sobre ou subestimar os valores da velocidade do vento para o conjunto de previsões realizadas.

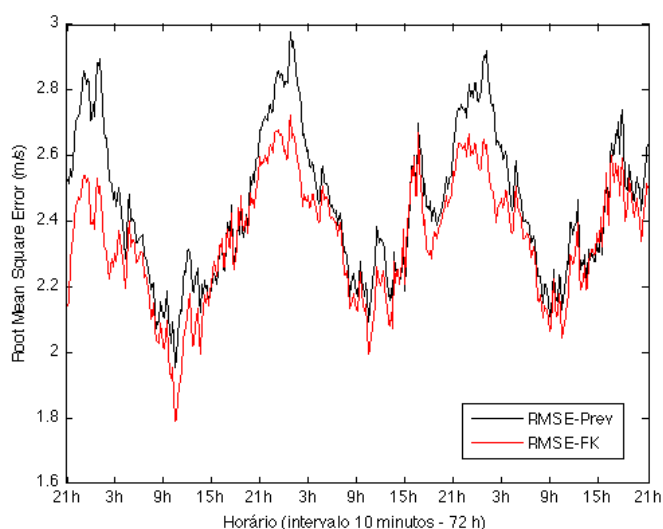


Figura 55 – UEE de Palmas – *Root mean square error* – Velocidade do vento
Fonte: O Autor.

O índice *root mean square error* (RMSE), apresentado pela Figura 55, foi calculado conforme Equação (69), com os mesmas considerações descritas para o índice EMT. O resultado ideal para este é que seja o menor possível. A curva RMSE-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo BRAMS. A curva RMSE-FK representa o índice considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman.

Da mesma forma como ocorreu para o índice EMT, o índice RMSE tem um comportamento cíclico de aproximadamente 24 h, com os valores máximos ocorrendo por volta das 3 h, e os inferiores, por volta das 10 h. Os resultados apresentados pela curva RMSE-FK em relação aos da curva RMSE-Prev têm melhor desempenho no período compreendido entre as 21 e 3 h, com redução média de 0,3 m/s ou aproximadamente 15%. Em alguns períodos, o desempenho dos resultados do filtro de Kalman são muito parecidos aos obtidos pela previsão original (3 às 9 h e 15 às 21 h).

Em relação ao coeficiente de determinação R^2 , os resultados são apresentados na Figura 56. Os valores foram calculados de acordo com as Equações (70) e (71). Valores próximos da unidade indicam uma concordância linear dos conjuntos de dados testados. A curva R2-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo BRAMS. A curva R2-FK representa o índice considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman.

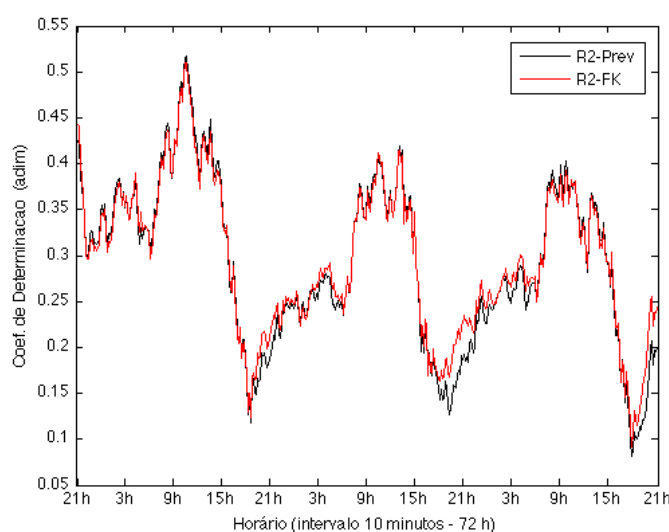


Figura 56 – UEE de Palmas – Coeficiente de determinação R^2 – Velocidade do vento
Fonte: O Autor.

De acordo com a Figura 56 o desempenho do coeficiente de correlação tem um comportamento cíclico e decrescente à medida que aumenta o tempo da previsão. Os valores mais expressivos ocorrem 9 e 15 h, próximo a 0,5, e os piores, entre 15 e 21 h. Além disso, observa-se que o filtro de Kalman praticamente não contribui para a melhoria do índice, com um desempenho mais significativo apenas entre as 18 e 23 h do terceiro ciclo. Fora esse período, os resultados obtidos após a aplicação do filtro de Kalman são muito semelhantes aos obtidos pela previsão original.

Os resultados para o índice Nash-Sutcliffe são apresentados na Figura 57. Os valores foram calculados de acordo com a Equação (72). A curva NS-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo

BRAMS. A curva NS-FK representa o índice considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman.

Conforme ilustra a Figura 57, da mesma forma que os índices anteriores, o índice Nash-Sutcliffe também tem um comportamento cíclico de 24 h e decrescente à medida que aumenta o tempo da previsão. Entre 15 e 18 h, o índice é negativo, indicando que a previsão é pior que a média. Nesse período, o filtro de Kalman consegue melhorar um pouco os resultados, mas não o suficiente para que o índice se torne positivo. Entre 21 h até próximo às 15 h o filtro de Kalman consegue melhorar um pouco os resultados sem, contudo, conseguir elevar os valores acima de 0,5.

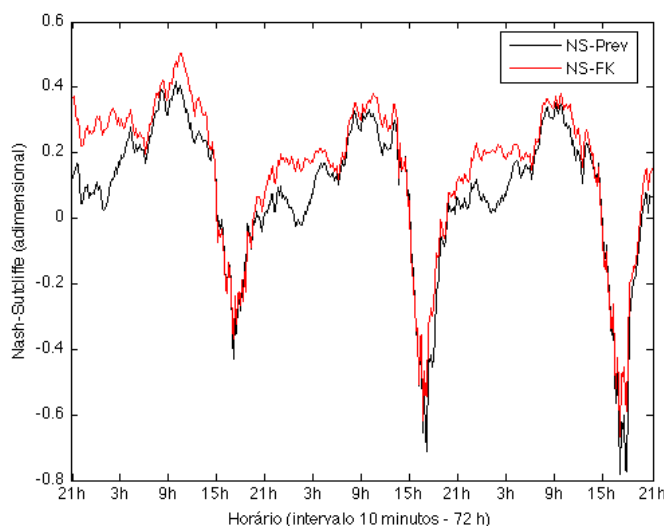


Figura 57 – UEE de Palmas – Índice Nash-Sutcliffe – Velocidade do vento
Fonte: O Autor.

Finalmente, para concluir a análise dos índices de desempenho entre a previsão original da velocidade de vento em relação aos valores filtrados, a Figura 58 apresenta os resultados para o índice correlação de anomalia, calculados de acordo com a Equação (73). A curva CA-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo BRAMS. A curva CA-FK representa o índice considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman.

O desempenho do índice correlação de anomalia é muito semelhante ao do Nash-Sutcliffe e varia entre 0,3 e 0,7. O índice é superior a 0,6 que, segundo a

literatura, é considerado um bom índice, nos períodos entre 9 e 15 h dos três ciclos diários. Da mesma forma como ocorreu para o índice coeficiente de determinação, o filtro de Kalman conseguiu melhorar o desempenho do índice no período entre 15 e 21 h do terceiro ciclo e atenuou um pouco os valores mais críticos. Exceto para essas duas ocorrências, o filtro não conseguiu contribuir significativamente para a melhoria da previsão.

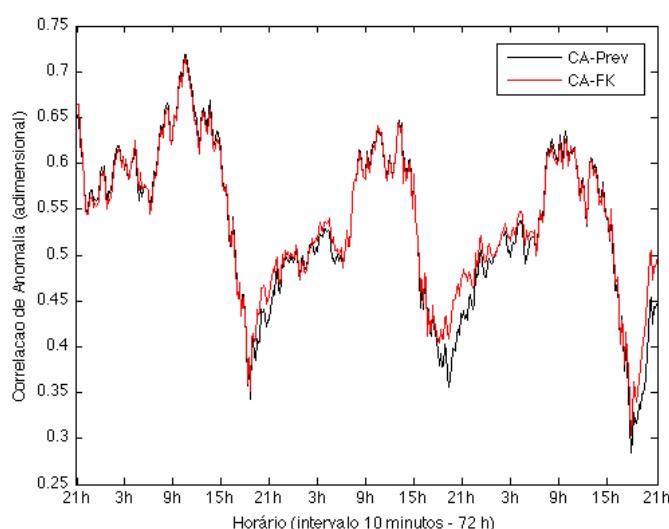


Figura 58 – UEE de Palmas – Índice correlação de anomalia – Velocidade do vento
Fonte: O Autor.

Como pode ser observado na sequência de figuras ilustrativas dos índices EMT, RMSE, R^2 , Nash-Sutcliffe e correlação de anomalia, ocorre uma degradação muito forte da previsão à medida que se aproxima do fim de cada ciclo de 24 h, notadamente após às 15 h até às 21 h, quando uma nova base de dados é assimilada pelo modelo. A partir da nova base de dados, o modelo leva aproximadamente 18 h para voltar a condição das 15 h do dia anterior. Isso ocorreu devido à uma limitação da base de dados disponível para a simulação do BRAMS. Essa base de dados é gerada pelo processamento de um modelo global, no caso o GFS para os horários 0, 6, 12 e 18 h GMT e estabelecem as condições iniciais e de contorno do BRAMS. Como são dados de previsão de tempo, normalmente os centros de previsão de tempo não mantêm essas bases de dados por muito tempo, por uma questão de capacidade de armazenamento. Entretanto, para este trabalho, conseguiu-se apenas os dados referente ao horário 0 h GMT (anos 2012, 2013 e início de 2014). Assim, apenas 3 bases de dados estavam disponíveis para cada

simulação de 72 h, isto é, uma base de dados a cada 24 h, ao invés de uma base de dados a cada 6 h. Esse fato foi determinante para a qualidade dos resultados obtidos e interferiu no desempenho do filtro de Kalman, considerando o conjunto das previsões.

A seguir, são apresentadas duas figuras de dois períodos de previsão da velocidade do vento de 72 h, representado uma amostra do conjunto de 346 previsões, apenas para ilustrar as características locais do vento na região da UEE de Palmas.

A Figura 59 a seguir apresenta três curvas do período compreendido entre 21 h do dia 14 às 21 h do dia 17/08/2012, correspondendo a 72 h de dados da velocidade do vento (m/s), a cada 10 minutos. A altura de referência é 44 m e a posição é a localização geográfica da torre anemométrica da UEE de Palmas. A curva em vermelho (Obs) representa a observação do período de 72 h mencionado; a curva na cor preta (Prev), a previsão feita pelo BRAMS e a em azul (FK), a previsão após aplicação do filtro de Kalman.

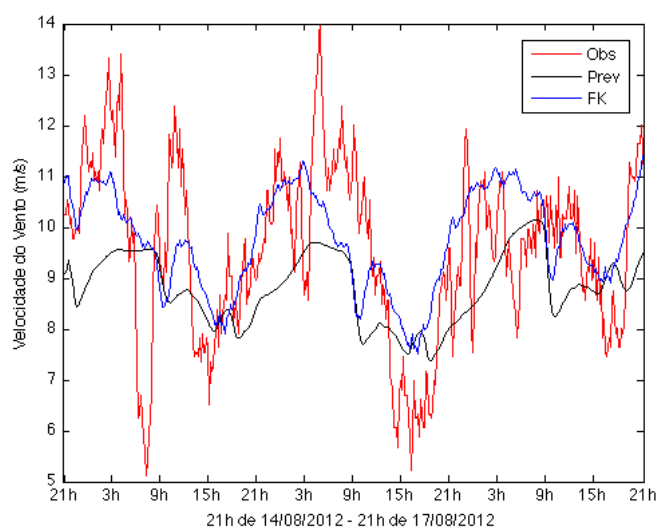


Figura 59 – UEE de Palmas – Velocidade do vento – 14 a 17/08/2012
Fonte: O Autor.

Como pode ser observado pela curva da observação (Obs) da Figura 59, os ciclos diurnos e noturnos da velocidade do vento do período informado, 21 h do dia 14 às 21 h do dia 17/08/2012, são bem marcados. Os ventos mais intensos ocorrem normalmente no período noturno, entre 21 e 5 h da manhã, aproximadamente. Os ventos mais fracos ocorrem com mais frequência próximos ao horário das 15 h, nos

três ciclos diários. Entretanto, são observados valores de intensidade elevada entre as 9 e 15 h do primeiro ciclo. É uma típica curva de inverno. A curva da previsão, em preto (Prev) também apresenta os ciclos diurnos e noturnos bem marcados, mas com um certo deslocamento no tempo em relação à observação. O modelo de previsão não captura variações repentinas, como a observada no primeiro horário das 15 h, mostrada pela curva da observação. Outra característica da curva da previsão que difere da observação é uma certa suavidade, sem variações intensas em curtos intervalos de tempo. Após a aplicação do filtro de Kalman, a curva em azul (FK), observa-se um melhor desempenho que a previsão original, com uma melhor aproximação dos valores observados. O deslocamento do tempo, observado na curva da previsão (Prev), é um pouco corrigido, assim como a suavidade da previsão original realizada pelo BRAMS, que passa a apresentar uma variação mais intensa em curtos intervalos de tempo. Ainda assim, os valores corrigidos pelo filtro também não conseguem capturar as variações repentinas e os picos instantâneos.

A Figura 60 é representativa do período compreendido entre 21 h do dia 2 às 21 h do dia 05/03/2013, correspondendo a 72 h de dados da velocidade do vento (m/s), a cada 10 minutos. São válidas as mesmas considerações apresentadas na análise da Figura 59, referentes à altura, localização e características das curvas.

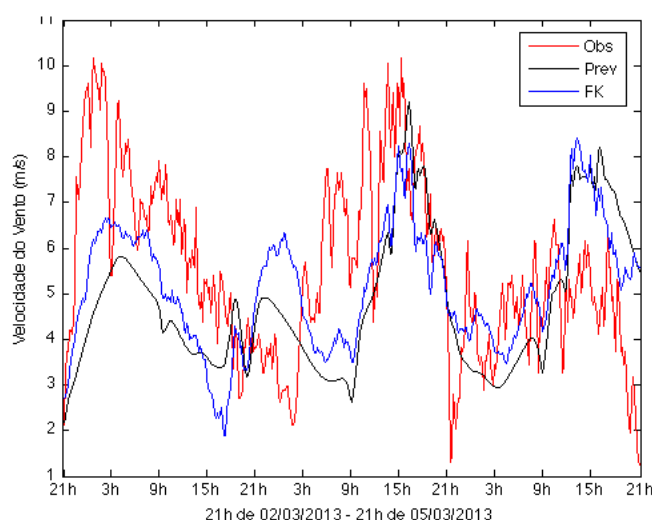


Figura 60 – UEE de Palmas – Velocidade do vento – 02 a 05/03/2013

Fonte: O Autor.

A observação da velocidade do vento, curva em vermelho (Obs), apresentada pela Figura 60, é um pouco diferente daquela apresentada pela Figura

59. Os ciclos diurnos e noturnos não são bem marcados. Por exemplo, no segundo ciclo de 24 h, os valores de velocidade de vento são menos intensos justamente no período noturno. No terceiro ciclo, praticamente não existe diferença entre os ciclos diurno e noturno. Ou seja, as características do vento mudam rapidamente na região de Palmas, que é muito influenciada pelos deslocamentos de frentes de baixas pressão e massas de ar frio, bastante comuns na região. Por outro lado, a previsão feita pelo modelo BRAMS, curva em preto (Prev), tende a manter uma certa regularidade entre os ciclos diurnos e noturnos, e tende também a subestimar a velocidade do vento no período de 72 h apresentado. O filtro de Kalman, curva em azul (FK), corrige um pouco essas duas características, mas não o suficiente para evitar a ocorrência de viés intensos, como os observados nos períodos entre 21 e 9 h do segundo ciclo e no final do último ciclo, entre 15 e 21 h.

6.2 Análise de sensibilidade dos dados de vento medidos e previstos para a torre anemométrica RN05

A análise de sensibilidade foi desenvolvida para a variável velocidade de vento para a torre anemométrica RN05.

As simulações do BRAMS foram processadas para se extrair as séries temporais de velocidade do vento, para o período 01/12/2013 a 25/06/2014, alturas 39 e 123 m, a cada 10 minutos, 72 horas à frente (3 dias). Portanto, cada simulação de 72 h corresponde a 432 intervalos de 10 minutos de previsão.

Desta forma, existe um conjunto de 208 séries de previsão de velocidade de vento para a torre RN05, para o período mencionado.

6.2.1 Sensibilidade da velocidade do vento observada em relação às equações de extrapolação vertical – torre anemométrica RN05

As medições de velocidade do vento da torre RN05, conforme informado na Seção 5.2, se localizam nas alturas de 72,8, 89,7 e 91,8 m.

A análise da Figura 61, Figura 62 e Figura 63, permite concluir que, a melhor correlação ocorre entre as medições das alturas 89,7 e 91,8 m, muita próximo da

unidade ($R^2 = 0,9957$), apresentada na Figura 62. Quando as medições dessas duas são correlacionadas com as da altura de 72,8 m há uma redução no fator de correlação (0,9831 e 0,9782, respectivamente), mas, ainda assim, bastante elevados.

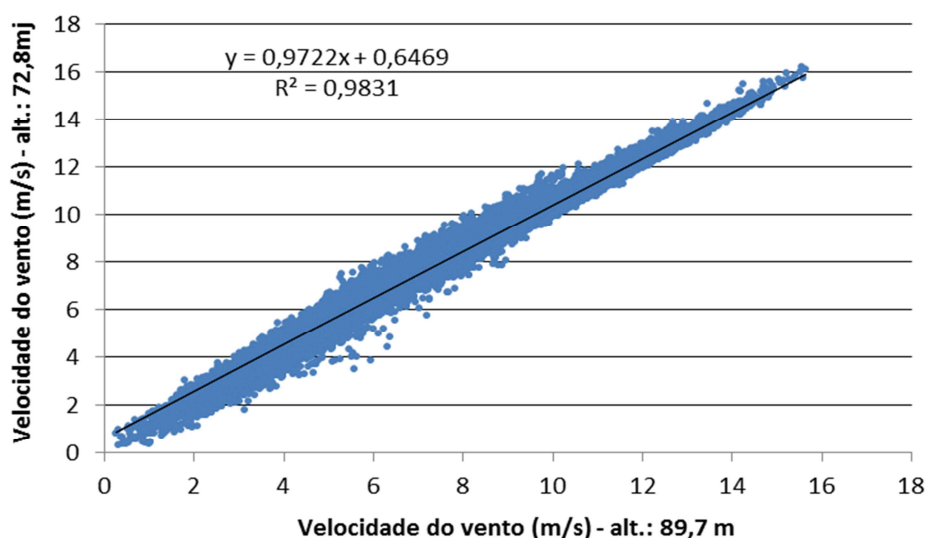


Figura 61 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 72,8 e 89,7 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013.
Fonte: O Autor.

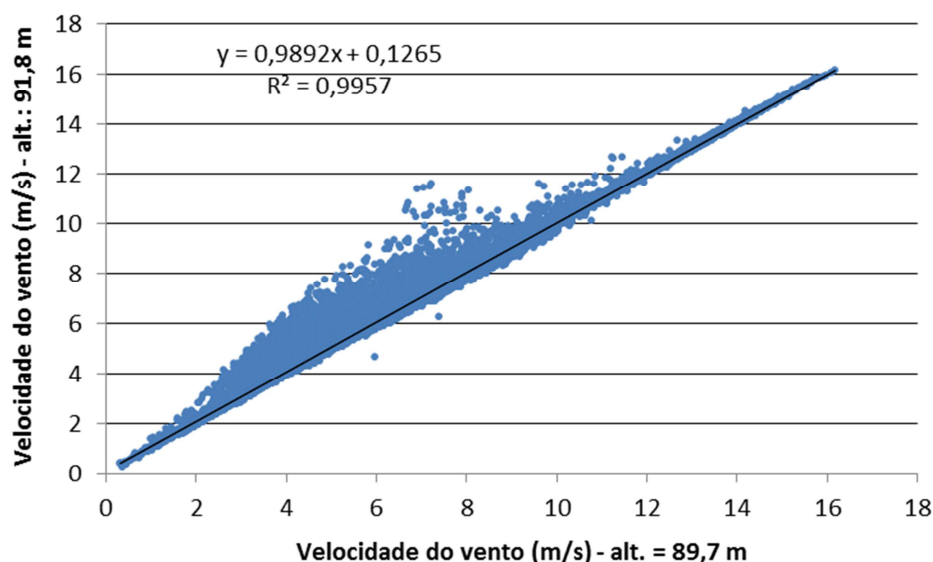


Figura 62 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 89,7 e 91,8 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013.
Fonte: O Autor.

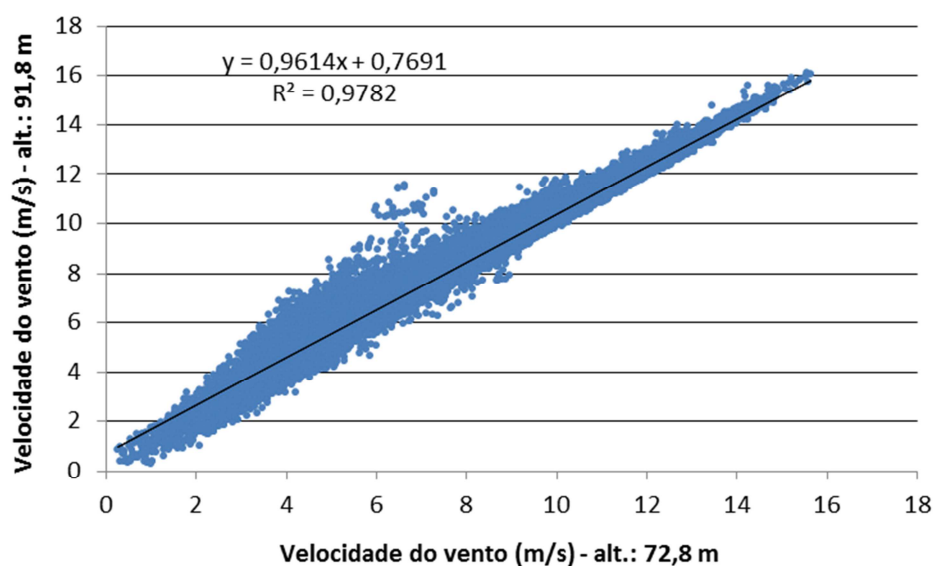


Figura 63 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 72,8 e 91,8 m – período 19/01/2010 a 31/08/2013

Fonte: O Autor.

O fator de correlação entre as medições da altura 91,8 m com as da extrapolação pela Lei da Potência, Equação (18), utilizando as medições das alturas 89,7 e 91,8 m, Figura 64, foi ligeiramente maior ($R^2=0,9808$) do que aquele obtido utilizando a mesma extrapolação, mas correlacionando com as medições da altura 89,7 m, Figura 65 ($R^2=0,959$).

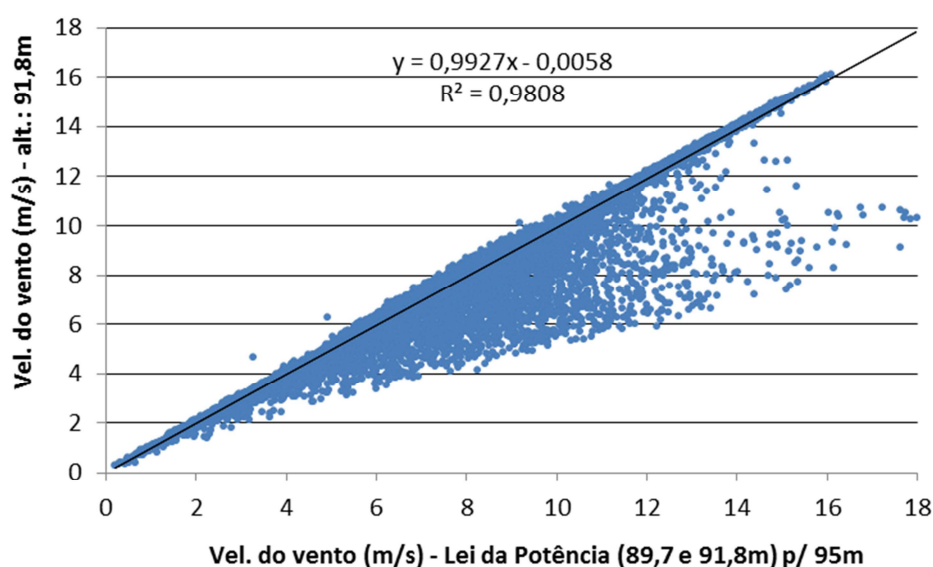


Figura 64 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 91,8 m com extrapolação alt. 89,7 e 91,8 m

Fonte: O Autor.

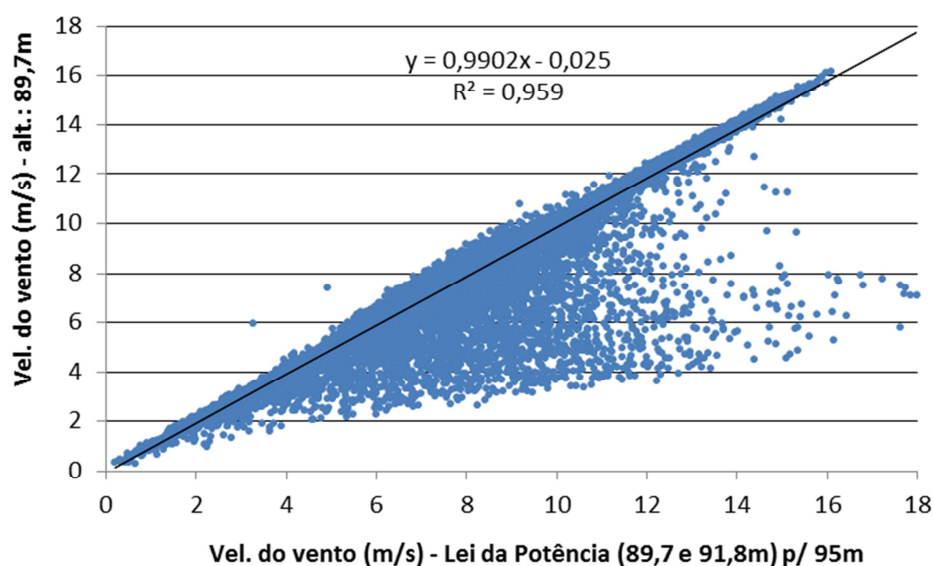


Figura 65 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica RN05 – alturas 89,7 m com extrapolação alt. 89,7 e 91,8 m

Fonte: O Autor.

Entretanto, como mostram a Figura 64 e a Figura 65, a extrapolação pela Lei da Potência, Equação (18), gera alguns valores questionáveis, sobretudo para velocidades observadas abaixo de 10 m/s (eixo das ordenadas) com suas correspondentes (eixo das abcissas) acima de 12 m/s. Acredita-se que a principal razão que contribui para esse fato está relacionada à estabilidade atmosférica. Quando as diferenças entre as observações das alturas utilizadas para aplicação da equação não obedecem o perfil logarítmico da estabilidade atmosférica neutra, as distorções se intensificam.

Utilizando a Equação logarítmica, (15), considerando as medições da altura de 91,8 m, extrapoladas para a altura de 95 m, com rugosidade de 0,2 m, a correlação com a medição da altura 89,7 m foi mantida ($R^2=0,9957$), como mostra a Figura 66. Observa-se também uma dispersão muito menor do que aquelas observadas nas duas figuras anteriores.

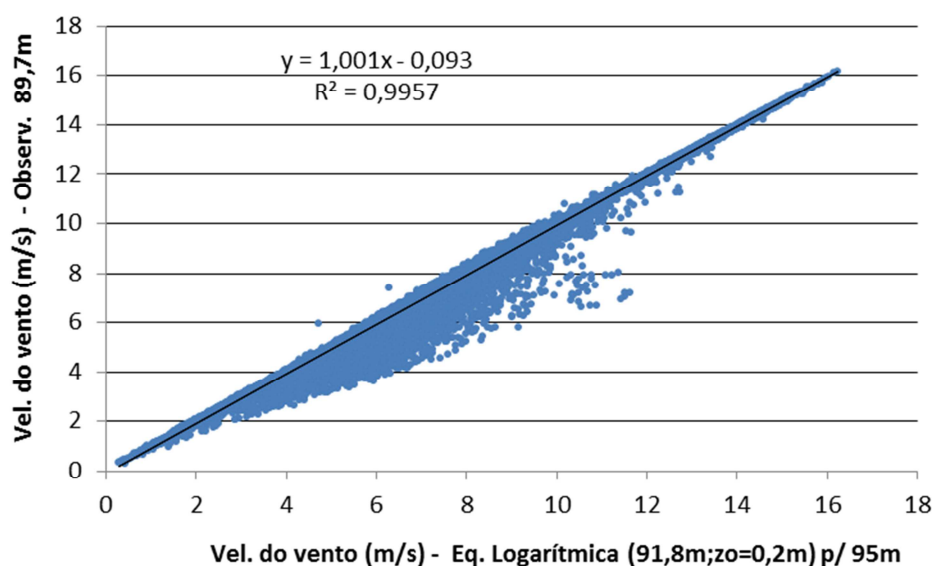


Figura 66 – Fator de correlação R^2 entre as medições da torre anemométrica da RN05 – alturas 89,7 m com extrapolação alt. 91,8 m – Eq. Logarítmica
Fonte: O Autor.

Dessa forma, para as Seção subsequente, será utilizada como referência a observação da altura 91,8 m da torre anemométrica RN05.

6.2.2 Comparação dos resultados da previsão da velocidade do vento com a observação da torre anemométrica RN05

Considerando as previsões da velocidade do vento, realizadas pelo modelo BRAMS para a torre anemométrica RN05, do período correspondente de 01/12/2013 a 25/06/2014, portanto, 208 simulações, constituídas por 432 intervalos de 10 minutos (72 h) cada uma. As séries temporais de saída do modelo foram interpoladas para altura de 91,8 m, altura considerada como referência da torre RN05 a partir da ana partir da conclusão às quais foi aplicado o método de correção de erros sistemáticos, descrito na Seção 4.2, o filtro de Kalman.

A avaliação do desempenho dos valores previstos da velocidade do vento, filtrados ou não, são realizados de forma análoga à apresentada na Seção 6.1.2., para a torre anemométrica da UEE de Palmas. Os índices mostrados a seguir, Figura 67 à Figura 71, foram calculados conforme considerações da Seção 4.4. Importante esclarecer que as previsões se iniciam sempre às 21 h, que corresponde

ao horário 0 h GMT, que é a referência da base de dados que estabelecem as condições iniciais e de contorno do BRAMS.

A Figura 67 ilustra o desempenho do índice erro médio da tendência do conjunto de todas as previsões do período compreendido entre 01/12/2013 a 25/06/2014. A curva EMT-Prev representa o índice considerando apenas os valores originais previstos pelo modelo BRAMS. A curva EMT-FK representa o índice considerando os valores previstos após aplicação do filtro de Kalman. Cada ponto das curvas representa o desempenho de 208 valores previstos para o mesmo passo de integração a cada 10 minutos, filtrados ou não, comparados à observação, conforme Equação (68).

De acordo com a definição apresentada na Seção 4.4.1 valores positivos do índice indicam que a previsão é superestimada. Valores negativos, subestimada. Portanto, o ideal é que a previsão fique o mais próximo possível a zero.

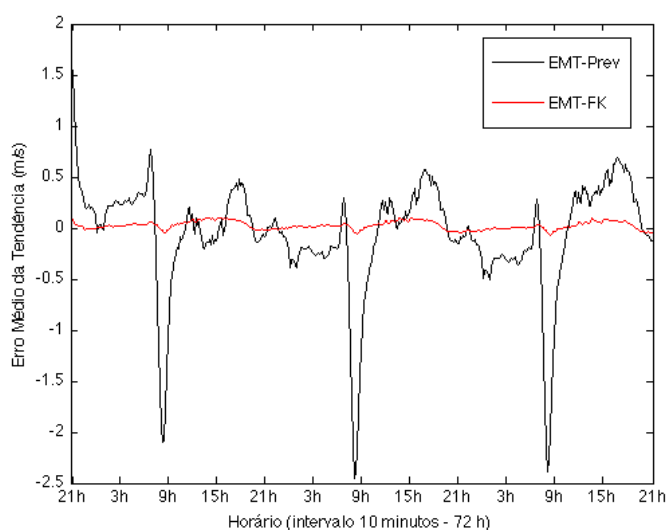


Figura 67 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Erro médio da tendência
Fonte: O Autor.

O desempenho do índice EMT para a altura de 91,8 m da torre anemométrica RN05 é semelhante àquele que foi observado para a velocidade do vento da torre anemométrica da UEE de Palmas (Figura 54 x Figura 67), em que a curva da previsão (EMT-Prev) tem um comportamento cíclico de 24 h e de incremento do erro à medida que o tempo de previsão aumenta. Entretanto, excetuando os horários em torno das 9h e o início da previsão, os valores do índice

EMT para o período de 72 h se situam entre -0,5 e 0,5 m/s. A curva dos valores filtrados (EMT-FK), por sua vez, apresenta resultados muito próximos a zero, com pequenas alterações no período de 72 h. Da mesma forma como ocorreu para a medição da torre anemométrica da UEE de Palmas, o filtro de Kalman é eficiente em reduzir a tendência da previsão em sobre ou subestimar os valores da velocidade do vento para o conjunto de previsões realizadas.

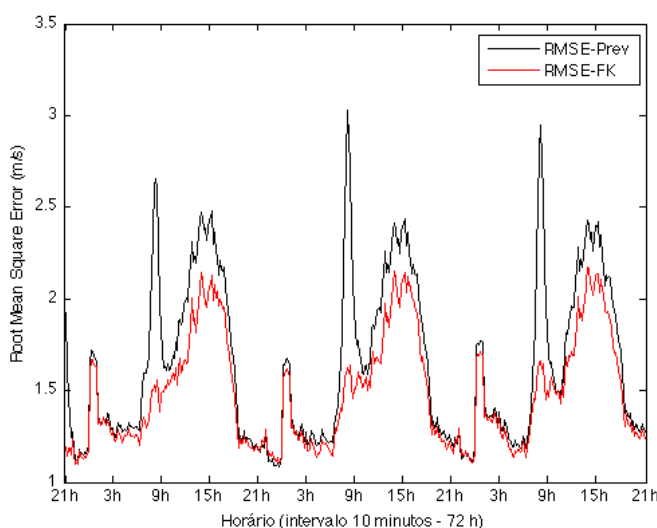


Figura 68 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – *Root mean square error*
Fonte: O Autor.

Em relação ao índice RMSE, ao se comparar a Figura 55, que apresenta o desempenho do índice para UEE de Palmas com a Figura 68, observa-se que os valores deste índice para a medição da torre RN05 são inferiores aos àqueles obtidos para UEE de Palmas (RMSE-Prev). Registra-se também a eficiência do filtro de Kalman em reduzir significativamente os valores do índice para os picos próximos aos horários das 9 e 15 h.

Por sua vez, o coeficiente de determinação R^2 da previsão (RMSE-Prev), mostrado pela Figura 69, apresentou um desempenho bastante crítico quando comparado ao desempenho do índice para a medição da torre anemométrica da UEE de Palmas (Figura 56). Na maior parte do período de 72 h de previsão, este índice ficou abaixo ou pouco acima de 0,3, quando o ideal seriam valores mais próximos à unidade. O filtro de Kalman, representado pela curva R2-FK, conseguiu melhorar um pouco o desempenho da previsão original realizada pelo BRAMS, sobretudo entre os horários 9 e 18 h. Entretanto, ainda assim, os valores mais

elevados do índice corrigido pelo filtro para o período de previsão considerado não superaram 0,5.

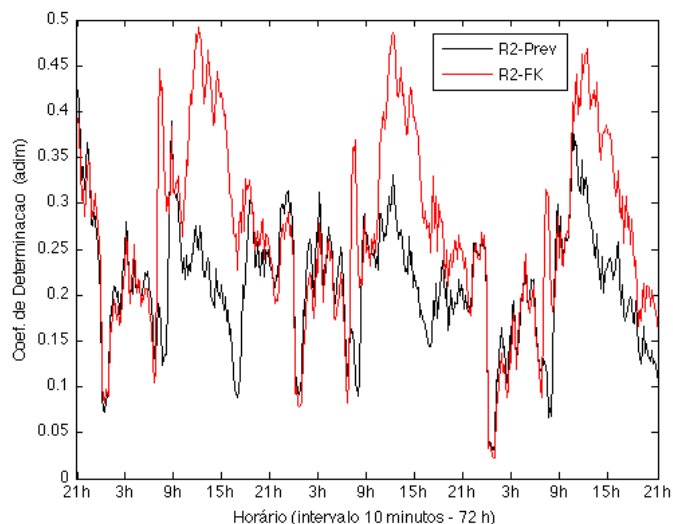


Figura 69 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Coeficiente de determinação R^2
Fonte: O Autor.

Em relação ao índice Nash-Sutcliffe, apresentado pela Figura 70, os períodos da previsão (NS-Prev) entre os horários 0 e 9 h são negativos, em que o filtro de Kalman consegue ser eficaz para os valores próximos às 9 h, tornando-os positivos. Entre aproximadamente 10 e 18 h o filtro também consegue melhorar um pouco os valores do índice da previsão. Entretanto, o índice corrigido também não consegue superar o valor de 0,5, quando o ideal seriam valores próximos à unidade.

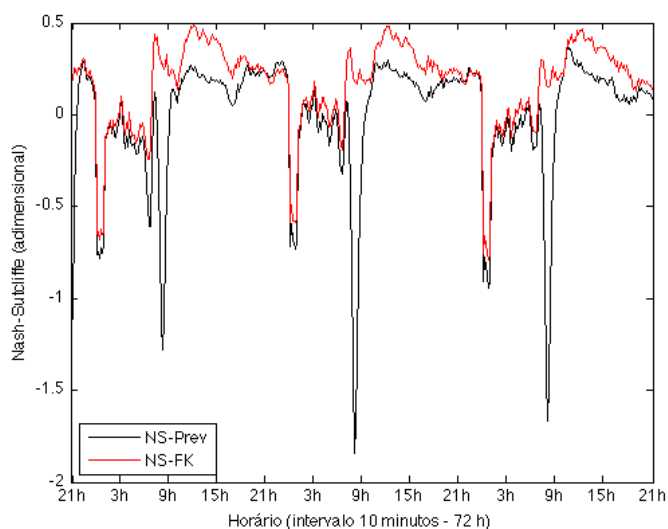


Figura 70 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Índice Nash-Sutcliffe
Fonte: O Autor.

Em relação ao índice correlação de anomalia, apresentado pela Figura 71, observa-se que os valores originais previstos pelo BRAMS (CA-Prev) se situam, quase na totalidade do período de 72 h de previsão, entre 0,3 e 0,5. Os valores filtrados apresentam bons resultados, próximos a 0,7, nos períodos 12 e 15 h, praticamente com picos máximos estáveis e sem tendência à redução do índice à medida que o tempo da previsão aumenta. Entretanto, na maior parte do período da previsão, excetuando-se o período entre 12 e 15 h, os valores filtrados são inferiores a 0,6, indicador de uma boa previsão.

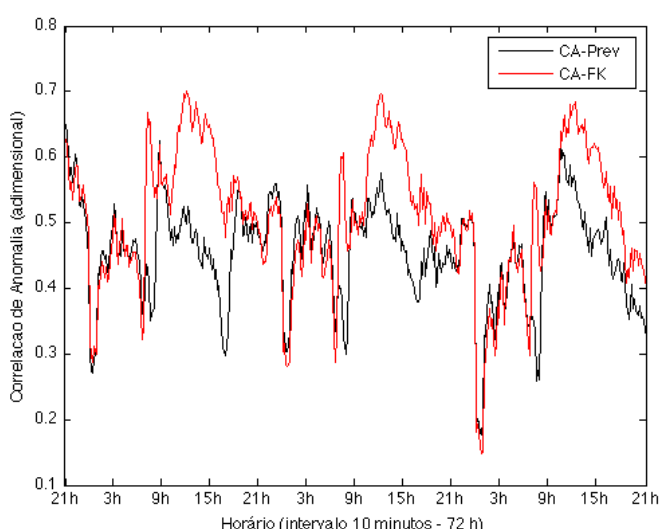


Figura 71 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Correlação de anomalia
Fonte: O Autor.

A seguir, são apresentadas duas figuras de dois períodos de previsão da velocidade do vento de 72 h, representando uma amostra do conjunto de 208 previsões, apenas para ilustrar as características locais do vento na região da torre anemométrica RN05.

A Figura 72 a seguir apresenta três curvas do período compreendido entre 21 h do dia 10 às 21 h do dia 13/01/2014, correspondendo a 72 h de dados da velocidade do vento (m/s), a cada 10 minutos, para a altura de referência 91,8 m. A curva em vermelho (Obs) representa a observação do período de 72 h mencionado; a curva na cor preta (Prev), a previsão feita pelo BRAMS e a em azul (FK), a previsão após aplicação do filtro de Kalman.

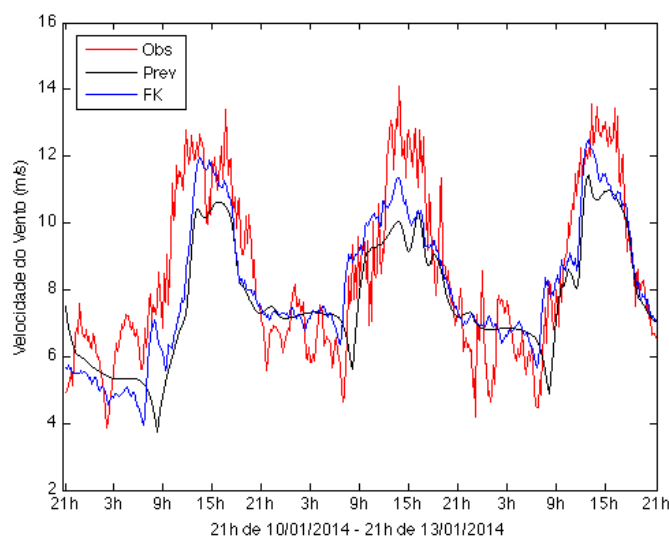


Figura 72 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Velocidade do vento – 10 a 13/01/2014
Fonte: O Autor.

Como pode ser observado pela curva da observação (Obs) da Figura 72, os ciclos diurnos e noturnos da velocidade do vento do período informado, 21 h do dia 10 às 21 h do dia 13/01/2014, são bem marcados. Os ventos mais intensos ocorrem normalmente no período entre 9 e 20 h, e os ventos mais fracos, nos demais períodos. Registra-se a grande diferença absoluta na intensidade dos ventos entre esses dois regimes, de até 10 m/s, com picos superiores próximos a 14 m/s e os vales, próximos a 4 m/s. A curva da previsão, em preto (Prev) também apresenta os ciclos diurnos e noturnos bem marcados, com razoável precisão quando comparada à observação (Obs), apresentando a mesma suavidade observada para a previsão da intensidade do vento da torre anemométrica da UEE de Palmas. A previsão dos picos diários é subestimada e nos vales, o viés é evidente, às vezes sobre ou subestimando a intensidade do vento. Por sua vez, a previsão com os valores filtrados (FK) corrige com certa habilidade as limitações da previsão, aproximando-se mais dos picos e da duração dos ventos mais intensos. Nos vales, parte do viés da previsão também é corrigida. Ainda, as variações instantâneas bruscas de picos e vales, como aconteceu para a UEE de Palmas, também não são capturadas, tanto pela previsão original do BRAMS como pela previsão filtrada.

A seguir, é apresentada a Figura 73, representativa do período compreendido entre 21 h do dia 9 às 21 h do dia 12/05/2014, correspondendo a 72 h

de dados da velocidade do vento (m/s), a cada 10 minutos. São válidas as mesmas considerações apresentadas na análise da Figura 72, referentes à altura, localização e características das curvas.

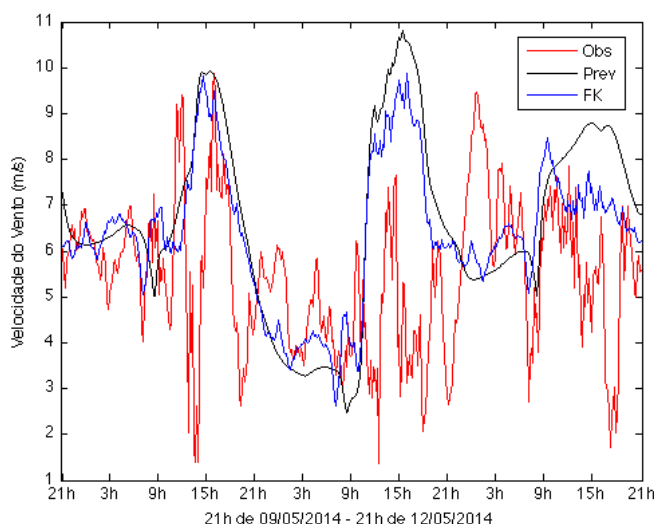


Figura 73 – Torre RN05 – Altura 91,8 m – Velocidade do vento – 09 a 12/05/2014
Fonte: O Autor.

A Figura 73 apresenta um regime de velocidade de vento muito diferente daquele apresentado pela Figura 72. Os ciclos diurnos e noturnos não são evidentes e a variabilidade instantânea do vento é intensa, com alternância de picos e vales em curtos intervalos de tempo. A previsão (Prev) capturou parcialmente a tendência até à metade do período de 72 h. Depois, o viés foi bastante acentuado. Os valores filtrados (FK) conseguiu atenuar um pouco o viés apresentado ao longo de todo o período de previsão, mas não foi tão eficiente como o resultado apresentado pela Figura 72.

7 POTÊNCIA E ENERGIA DA UEE DE PALMAS

A partir dos resultados da previsão da velocidade do vento corrigidos pelo filtro de Kalman, apresentados no Capítulo 6 para a torre anemométrica da UEE de Palmas, é possível aplicar os métodos de conversão do vento em potência e energia.

Para validar os resultados da previsão da potência e energia, serão utilizados os dados observados do aerogerador (AEG) 3 da UEE Palmas. Esse aerogerador foi escolhido por se situar próximo à torre anemométrica, de acordo com a Figura 35. O que se espera é que, devido a esse fato, os erros de extrapolação vertical e horizontal da velocidade do vento sejam minimizados.

Além disso, conforme a rosa dos ventos apresentada na Figura 38a, esse aerogerador é aquele que está mais bem posicionado em relação à direção predominante do vento (nordeste) e que deve sofrer a menor influência aerodinâmica dos demais aerogeradores da usina.

Outra razão para a escolha de apenas um aerogerador ao invés de todos os aerogeradores do parque reside na gestão do histórico das manutenções e possíveis alterações e/ou restrições implementadas nos sistemas que interferem na produção de energia. Como não se tem esse histórico, a consideração de apenas um aerogerador minimiza essa questão.

A seguir é apresentada a análise da conversão da velocidade do vento em potência e energia para o AEG-3 da UEE de Palmas, a partir dos dados de previsão e observação da velocidade do vento, conforme análise apresentada na Seção 6.1, referente ao período de 07/07/2012 a 19/06/2013.

7.1 Curva de potência e equações de regressão para a conversão da velocidade do vento em potência

A curva de potência utilizada para conversão do vento em potência do aerogerador AEG-3 da UEE de Palmas é apresentado pela Figura 74.

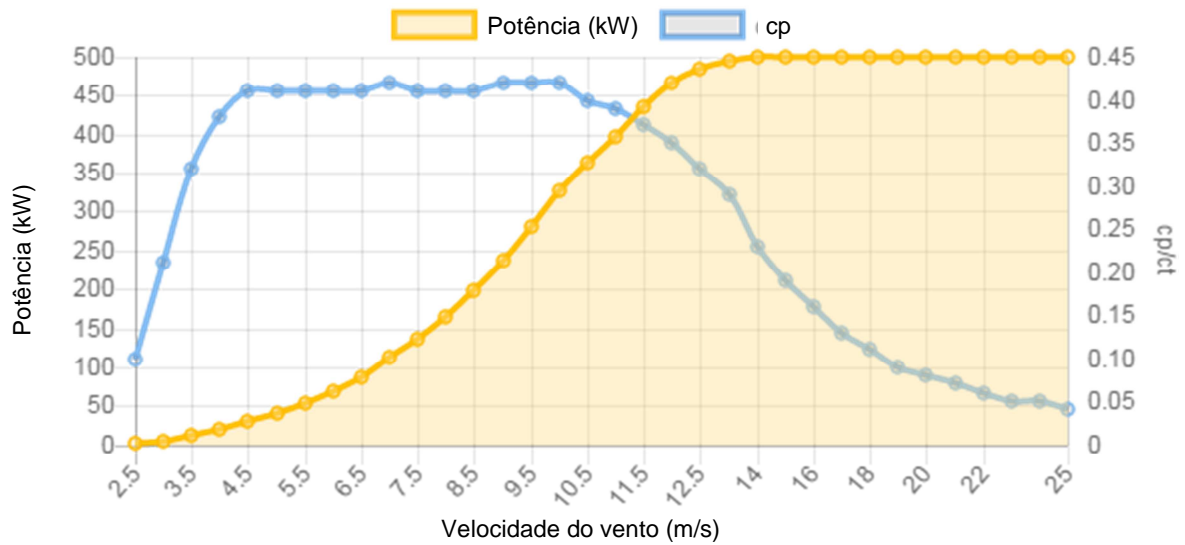


Figura 74 – UEE Palmas – Curva de potência dos AEGs Enercon E40-500 kW
 Fonte: <http://www.en.wind-turbine-models.com/turbines/67-enercon-e-40-5-40>.

Os valores de velocidade de vento da curva de potência apresentada pela Figura 74 são referentes à densidade de ar $1,225 \text{ kg/m}^3$. Para que esta curva possa ser utilizada neste trabalho, os valores da velocidade de vento foram corrigidos para a densidade de ar de $1,07 \text{ kg/m}^3$, que é a densidade média anual da região de Palmas, conforme Equação (40).

É possível também calcular a curva de potência a partir dos valores observados de vento e geração, aplicando a técnica de agrupamento conhecida como método de *bins* (intervalos), descrita na norma IEC 61400-12-1 (IEC, 2000). Esse método consiste na obtenção da média aritmética simples dos dados medidos, de vento e potência, normalmente a cada intervalo (*bin*) de 0,5 m/s da velocidade do vento, conforme as equações a seguir

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{i,j} \quad (74)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{i,j} , \quad (75)$$

onde,

$V_i \rightarrow$ Velocidade média do vento do intervalo (*bin*) i [m/s]

$V_{i,j}$	→	Conjunto de valores de velocidades de vento a cada 10 min do intervalo (bin) i [m/s]
P_i	→	Potência média do aerogerador no intervalo (bin) i [W]
$P_{i,j}$	→	Conjunto de valores de potência a cada 10 min do intervalo (bin) i [m/s]
N_i	→	Quantidade de valores (velocidade ou potência) contidos no intervalo (bin) i .

Entretanto, preferiu-se utilizar a curva de potência do fabricante devido ao fato de que foram observadas incoerências nos dados medidos, como valores de potência muito baixos com velocidades de vento elevadas, e vice-versa. As causas podem ser as mais variadas, tais como: falhas da medição, retomadas de carga após manutenção, restrições operacionais por limitação de equipamentos, entre outros.

Além da curva do fabricante corrigida para densidade de ar local, conforme Equação (40), foram geradas as seguintes equações de regressão, considerando o mesmo período de observação para vento e potência (Matlab).

Regressão linear

$$P_i = -130,662 + 37,760 * v_i, \quad (76)$$

onde:

P_i	→	Potência elétrica (kW) do aerogerador 3 em função da velocidade do vento previsto (m/s), no intervalo i .
v_i	→	Velocidade do vento previsto (m/s), no intervalo i .

Regressão Quadrática

$$P_i = -18,5 - 0,201 * v_i + 2,710 * v_i^2. \quad (77)$$

Regressão Quadrática considerando potência do intervalo anterior

$$P_i = -4,176 - 0,998 * v_i + 0,782 * v_i^2 + 0,756 * (P_{i-1}), \quad (78)$$

onde:

P_{i-1}	→	Potência elétrica (kW) do aerogerador 3 em função da
-----------	---	--

velocidade do vento previsto (m/s), no intervalo $i-1$.

Regressão Cúbica

$$P_i = 66,027 - 46,903 * v_i + 9,855 * v_i^2 - 0,317 * v_i^3. \quad (79)$$

Interpolação da curva de potência

Os dados para elaboração da curva foram apresentados pela Figura 74, corrigida para a densidade de ar local, conforme Equação (40)

$$P_i = \text{interpolação}(\text{curva de potência}, v_i). \quad (80)$$

Desta forma, a partir da previsão da velocidade do vento filtrada, de acordo com a Seção 6.1.2, e da Equações (76) a (80), foram gerados 5 conjuntos de previsões da geração do AEG-3 de Palmas, que são analisados na Seção seguinte.

7.2 Sensibilidade das equações de conversão do vento em potência

Na Figura 75 se apresenta o desempenho dos cinco métodos de conversão da velocidade do vento em potência, considerando o índice Nash-Sutcliffe.

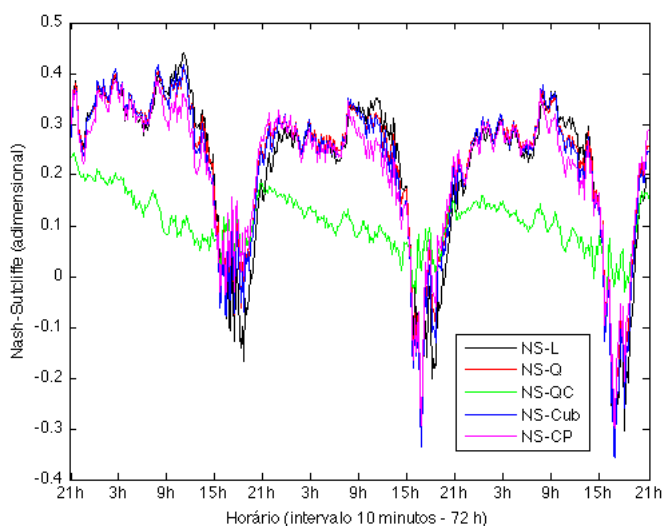


Figura 75 – UEE Palmas – Índice Nash-Sutcliffe para os casos de conversão de velocidade de vento em potência

Fonte: O Autor.

A curva NS-L, na cor preta, representa a conversão da velocidade de vento em potência considerando a regressão linear, descrita pela Equação (76). A curva NS-Q, na cor vermelha, a regressão quadrática, descrita pela Equação (77). A curva NS-QC, em verde, a regressão quadrática considerando a geração do passo anterior, descrita pela Equação (78). A curva NS-Cub, em azul, a regressão cúbica, descrita pela Equação (79). E finalmente, a conversão da velocidade do vento em potência através da interpolação da curva de potência, representada na Figura 75 pela cor magenta (NS-CP).

A análise da Figura 75 permite concluir que a conversão utilizando a regressão quadrática combinada com a geração do intervalo anterior, curva NS-CS, em verde, foi a que apresentou o pior desempenho. Isso ocorreu porque, como a previsão da velocidade do vento e, conseqüentemente, da potência, apresentou índices Nash-Sutcliffe abaixo de 0,5 e 0,4, respectivamente, e até valores negativos, ao se considerar a geração do intervalo anterior, dando um peso elevado a esse valor, a tendência é de piora do índice, como de fato ocorreu.

As demais curvas do índice Nash-Sutcliffe, regressão linear (NS-L), regressão quadrática (NS-Q), regressão cúbica (NS-Cub) e a curva de potência (NS-CP), tiveram um desempenho bastante similar, não sendo possível, através da avaliação da Figura 75, que considera apenas um único índice, determinar o método de melhor desempenho para conversão de vento em potência.

Desta forma, foram calculados os índices globais de todo o período de simulação para cada um dos métodos, apresentados na Tabela 9 a seguir.

Tabela 9 – Índices globais de desempenho dos métodos de conversão de vento em potência

Fonte: O Autor.

Índice	Métodos de conversão				
	Linear	Quadrática	Quad. Ger. ant.	Cúbica	Curva de Pot.
RMSE (kW)	101,2873	100,6366	109,4373	100,1127	101,5854
R^2	0,2799	0,2839	0,1295	0,2851	0,2807
NS	0,2118	0,2157	0,1076	0,2165	0,2147
CA	0,5243	0,5277	0,3549	0,5286	0,5244

Conforme pode ser observado na Tabela 9, a regressão cúbica foi o método de conversão que apresentou os melhores resultados: menor valor do *root mean*

square error (RMSE) e maiores valores dos coeficientes de determinação (R^2), Nash-Sutcliffe (NS) e correlação de anomalia (CA). A conversão pela curva de potência teve um desempenho bastante similar. Esperava-se que esse método fosse de melhor desempenho, por ser o método mais empregado na literatura para esse tipo de aplicação.

Entretanto, as características específicas dos AEGs da UEE de Palmas podem ter contribuído para esse desempenho, como, por exemplo, o desgaste das pás (usina operando há quase 20 anos), sujeira nas pás e perdas aerodinâmicas causadas por aerogeradores vizinhos. Assim, mesmo que curva de potência do fabricante tenha sido corrigida para densidade de ar local, fatores externos e não considerados nas conversões distanciaram a curva de potência da curva real que representaria os dados observados.

Decidiu-se, portanto, utilizar a curva de regressão cúbica para conversão da velocidade do vento em potência e, posteriormente, aplicar o filtro de Kalman a esses resultados, para avaliar se é ainda possível corrigir possíveis erros sistemáticos. Essa análise é apresentada na Seção seguinte.

7.3 Sensibilidade da potência com aplicação do método do filtro de Kalman

Justifica-se uma segunda implementação do filtro de Kalman porque existem outros fenômenos que interferem na produção de energia, além da principal variável, a velocidade do vento. Entre esses fenômenos destacam-se: a influência aerodinâmica exercida por aerogeradores vizinhos (efeito esteira), a qual é dependente da direção do vento; variação da densidade de ar; alterações no controle estol; representatividade da curva de potência ou do método utilizado para converter velocidade de vento em potência.

Considerando os resultados da previsão da geração desenvolvidos na Seção anterior, a partir da curva da regressão cúbica, foi aplicado o filtro de Kalman. A Figura 76 mostra os resultados do índice Nash-Sutcliffe, comparando a previsão original (NS-Prev), curva em preto, comparada com os valores filtrados (NS-FK), curva em vermelho.

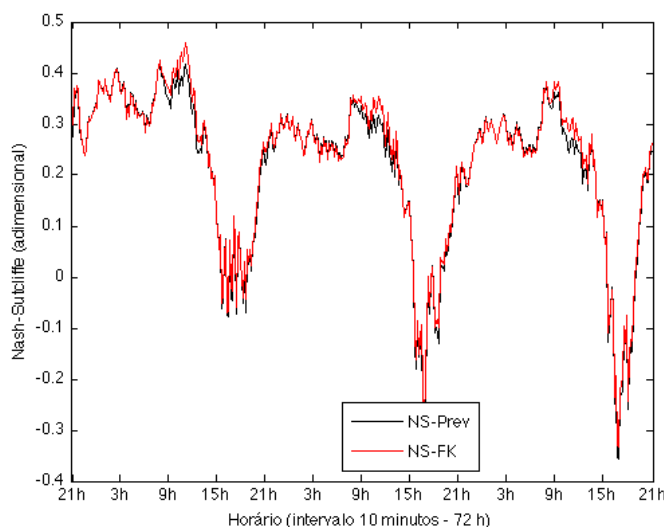


Figura 76 – Índice Nash-Sutcliffe da previsão da geração e após aplicação do filtro de Kalman
Fonte: O Autor.

Como se pode observar na Figura 76, o filtro de Kalman, curva em vermelho (NS-FK) consegue corrigir em alguns períodos os valores originalmente previstos, curva em preto (NS-Prev). No primeiro ciclo entre 15 e 21 h, o filtro consegue tornar positivos alguns resultados negativos. Nos picos, entre 9 e 15 h, também se observa uma ligeira melhora no desempenho do índice empregando o filtro de Kalman. Nos demais períodos os resultados obtidos para os valores filtrados são praticamente os mesmos obtidos para a previsão original, indicando que o filtro não interfere na qualidade do resultado.

Quando se compara a Figura 76 com a Figura 57, o índice Nash-Sutcliffe para a potência e velocidade do vento, respectivamente, para os valores filtrados (curvas NS-FK), observa-se que o desempenho desse índice para a potência foi melhor do que para a velocidade de vento. Os valores negativos do referido índice relativo à potência foram menores em todos os vales, entre 15 e 21 h, do que àqueles obtidos para a velocidade do vento. No restante do período, os valores do índice Nash-Sutcliffe para a potência foram superiores a 0,2, enquanto que a velocidade do vento, houve períodos inferiores ou muito próximos a 0,2, sobretudo no período entre 21 e 3 h do segundo e terceiro ciclos.

A seguir, são apresentadas duas figuras, que mostram a previsão da geração para os mesmos períodos de 72h relativos à previsão da velocidade do vento (Figura 59 e Figura 60), apresentadas Seção 6.1.2.

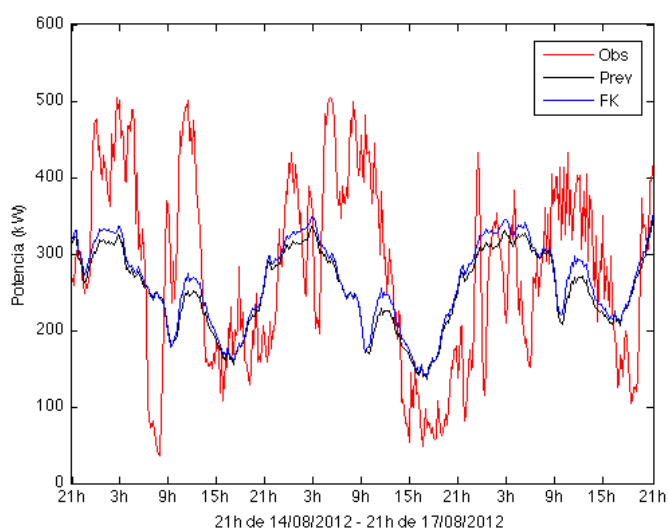


Figura 77 – AEG-3 da UEE de Palmas – Geração – 14 a 17/08/2012
Fonte: O Autor.

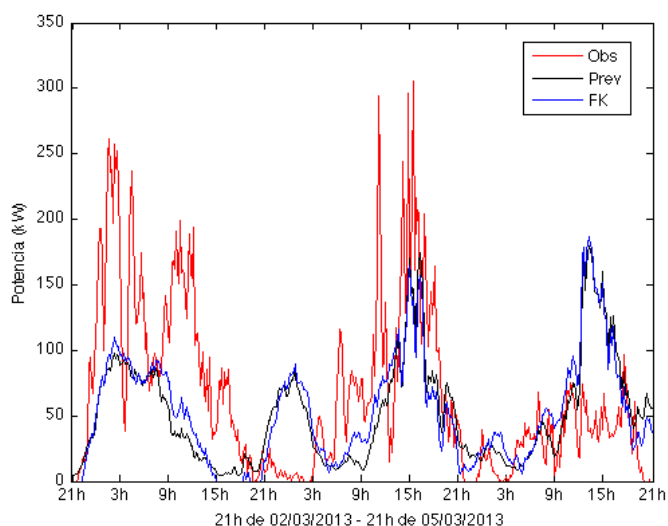


Figura 78 – AEG-3 da UEE de Palmas – Geração – 02 a 05/03/2013
Fonte: O Autor.

Quando se compara a Figura 59 com a Figura 77 e a Figura 60 com a Figura 78 o que se observa, de maneira geral, é que o viés da geração é mais acentuado que o da velocidade do vento. Isso ocorre porque a potência elétrica de saída de um aerogerador é proporcional à velocidade de vento ao cubo, na região entre 3 e

12 m/s, aproximadamente. Observar que os dois períodos mostrados pela Figura 77 e pela Figura 78 a velocidade do vento prevista filtrada é inferior a 10 m/s.

Especificamente no período de 14 a 17/08/2012, a velocidade do vento observada foi superior a 10 m/s na maior parte do tempo (Figura 59), refletindo em uma geração próxima à 300 kW, como pode ser observado na Figura 77. Como a velocidade do vento foi subestimada nesse período, o viés tornou-se maior do que aquele observado na velocidade do vento (Figura 59).

Em ambos períodos mostrados pela Figura 77 e pela Figura 78 observa-se que os valores filtrados, curvas em vermelho (FK), não são muito distintas das previsões originais (Prev), como já havia sido antecipado pela análise da Figura 76.

Assim, o filtro de Kalman tem um melhor desempenho para a velocidade do vento do que para a potência, devido à eliminação da maioria dos erros sistemáticos na primeira implementação (velocidade do vento), mas não invalida a segunda implementação (potência), pelos motivos expostos nas considerações apresentadas no início desta Seção.

7.4 Sensibilidade da energia produzida pelo índice correlação de anomalia

Para avaliar o desempenho da previsão da energia gerada, o conjunto de 346 dias de previsões da geração para o AEG3 da UEE de Palmas, considerou-se duas agregações temporais da potência gerada, descrita na Seção anterior:

- Caso 1: energia produzida a cada 8 horas.
- Caso 2: energia produzida a cada 24 horas.

Assim, os 432 intervalos de 10 minutos, dos 346 dias de simulação foram agregados conforme os Casos descritos. O objetivo é avaliar a qualidade da previsão da energia nesses dois intervalos temporais e capturar o possível decaimento da mesma.

Uma alternativa à previsão pelo método proposto é prever a energia pela média do histórico, no caso, prever a média da geração a cada 8 e 24 horas, respectivamente Casos 1 e 2, considerando o histórico até o dia anterior. O objetivo

é testar uma forma mais simples de previsão de energia e avaliar se o método proposto é viável diante desse novo método.

Para o Caso 1, os resultados do índice correlação de anomalia, são apresentados pela Figura 79.

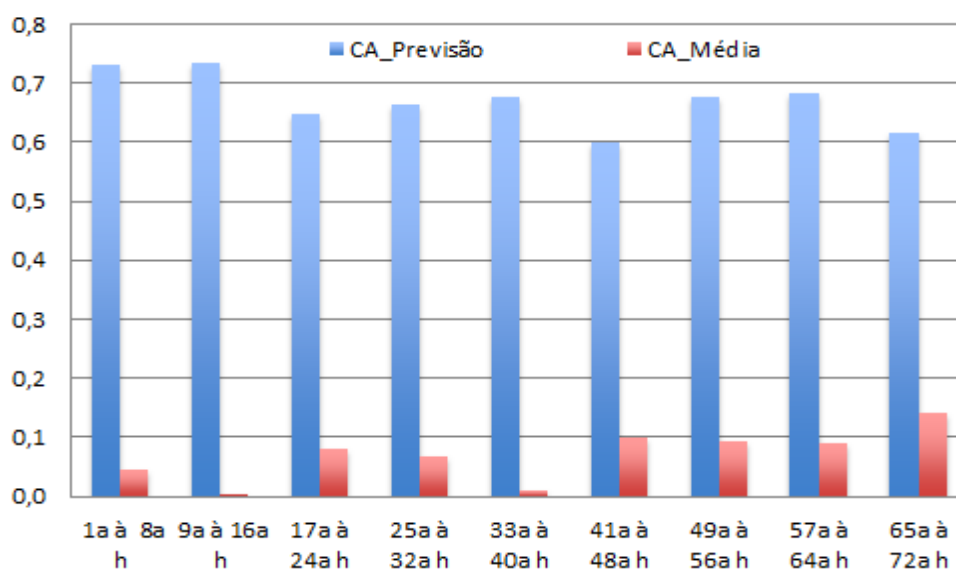


Figura 79 – Índice de correlação de anomalia – energia produzida a cada 8 h – AEG-3 da UEE de Palmas

Para o Caso 2, os resultados do índice correlação de anomalia, são apresentados pela Figura 80.

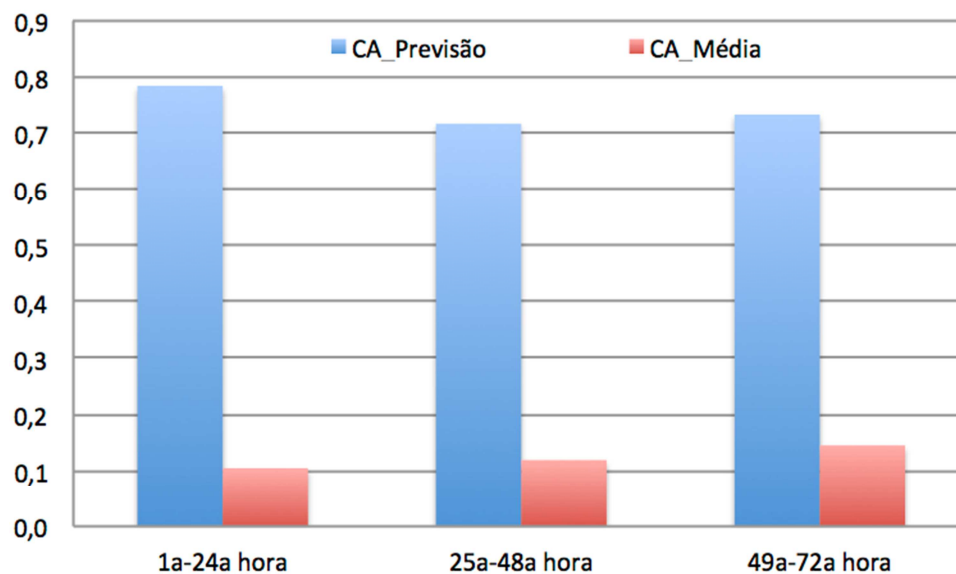


Figura 80 – Índice de correlação de anomalia - Três intervalos de 24 h
Fonte: O Autor.

Como pode ser visto Figura 79 os valores do índice correlação de anomalia da previsão da geração agregada a cada 8 horas são superiores a 0,6 (colunas em azul, Figura 79), sendo que, no primeiro dia, as primeiras 16 h, o índice é superior a 0,7, indicando uma boa previsão. Esses resultados são bastante superiores à previsão pela média (colunas em vermelho, Figura 79). Desta forma, a previsão da energia a cada 8 horas é resultado significativo e de grande interesse para o planejamento da operação energética de curto prazo.

Uma característica interessante da previsão de energia é que o segundo intervalo de 8 horas de cada dia de previsão (9^a à 16^a horas, 33^a à 40^a horas e 57^a à 64^a horas) tem um desempenho melhor que as primeiras 8 horas. Uma possível explicação para esse comportamento é a estabilidade do modelo de previsão de tempo. Observa-se que o último intervalo de 8 horas de cada dia é sempre o pior dos intervalos, resultante da degradação da previsão do vento. Como foi mostrado na Seção 6.1.2 os índices de avaliação de desempenho, quando da aplicação dos métodos de correção dos erros sistemáticos, apresentam uma forte degradação ao final de cada ciclo de 24 h, e levam um certo tempo para estabilizar após o recebimento das novas condições iniciais oriundas do modelo global, explicando o comportamento apresentado pelo desempenho da energia gerada a cada intervalo de 8 horas.

Uma outra característica interessante que pode ser observada na Figura 79 é que a agregação do terceiro dia (49^a à 72^a horas) tem um melhor desempenho do que a do segundo dia de previsão (25^a à 48^a horas).

No caso da agregação da energia a cada 24 horas, Figura 80, o índice correlação de anomalia fica muito mais amigável à observação, uma vez que todos os valores são superiores a 0,7, e, nas primeiras 24 horas, chega a quase 0,8.

Outra conclusão importante é que a previsão poderia ser estendida a mais dias, até que atingisse o valor limite de 0,6. Essa atividade será indicada para desenvolvimentos futuros.

Além disso, foi possível constatar que a previsão pela média considerando o histórico não é um bom método, sobretudo na região de Palmas, onde as condições atmosféricas podem mudar repentinamente. Mesmo que melhore um pouco ao

longo das 72 horas, os valores do índice de correlação de anomalia são inferiores a 0,2, em ambas as agregações, 8 e 24 horas.

Assim, a previsão de energia pelo método meteorológico-estocástico proposto para a UEE de Palmas pode ser considerado como um método satisfatório.

8 CONCLUSÕES

Considerando os resultados alcançados são apresentadas a seguir as conclusões do presente trabalho.

8.1 Objetivos gerais

Os dois objetivos fundamentais deste trabalho foram:

- Viabilidade de implementação de um modelo meteorológico-estocástico para a previsão da geração de energia eólica no horizonte de curtíssimo e curto prazo.
- Obter os resultados da previsão no horizonte da operação de sistemas elétricos.

Os dois objetivos foram plenamente alcançados. O modelo meteorológico-estocástico, previsões pelo BRAMS e o filtro de Kalman, respectivamente, foi implementado com sucesso. As principais conclusões sobre essa implementação são apresentadas na próxima Seção.

O tempo de processamento para obtenção das séries temporais de previsão de potência, considerando as três principais etapas, quais sejam, previsão das séries temporais do vento, conversão de vento em potência e aplicação de métodos de correção do erro sistemático, foi de, no máximo, 1h15min. Ou seja, é um tempo bastante razoável para um horizonte de 72h de previsão, permitindo a elaboração de estudos e definição de tomadas de decisão no ambiente da operação de sistemas elétricos.

Cabe ressaltar que esse tempo de processamento pode ser ainda reduzido, uma vez que não foi objeto deste estudo a ampliação do paralelismo do processamento do modelo numérico de previsão de tempo. Todos os resultados foram obtidos utilizando 24 processadores.

8.2 Implementações de métodos

As implementações realizadas para viabilizar o método proposto foram as seguintes:

- Obtenção das séries temporais de previsão de vento no horizonte de 72 horas, a cada 10 minutos: trata-se do núcleo central desse projeto. Essa atividade exigiu o desenvolvimento dos *scripts* necessários para extrair as séries temporais do campo de vento e envolveu diversos profissionais do CPTEC e da Copel. Além disso, os tempos de processamento para a obtenção dos resultados, apresentados no Capítulo 6, consumiram entre 60 a 70 minutos de processamento, considerando 24 processadores, para cada simulação de 72 horas, com a versão 4.3.2 do BRAMS, o que significa dizer, que o método é aplicável na operação do sistema elétrico em tempo real.
- A implementação matemática em Matlab do método de correção dos erros sistemáticos adotado, qual seja, o filtro de Kalman, também foi uma importante conquista do projeto. Por exemplo, descobriu-se posteriormente que alguns trabalhos anteriores onde ocorreu a aplicação do filtro de Kalman para outras variáveis meteorológicas foram desenvolvidos com modelos prontos do filtro, ou seja, os pesquisadores não tinham construído o código e, portanto, desconheciam os detalhes da implementação matemática. Nesse sentido, foi extremamente importante a participação de pesquisadores do CPTEC e da Escola de Física, Grupo de Modelagem Numérica e Pesquisa Atmosférica, da Universidade de Atenas. O autor fez um estágio de curta duração no CPTEC, no final de 2014, para eliminar as dúvidas quanto à modelagem e certificar-se que o modelo implementado estava cientificamente correto. Foi durante esse estágio que foi desenvolvida a implementação do método do filtro de Kalman.
- Extrapolação e interpolação dos valores observados e previstos dos dados de vento: na literatura, quando é necessário obter a velocidade do vento a uma determinada altura diferente daquela em que ocorreu a medição e/ou previsão, os autores utilizam diretamente uma das Equações (15) ou (18). Neste trabalho, investigou-se se faria alguma diferença o emprego de uma e outra equação e, com grata surpresa, descobriu-se que, dependendo do local,

uma equação pode ser mais adequada que outra, não existindo uma regra geral. Isso ocorre porque fatores externos interferem no desempenho da equação utilizada para interpolação/extrapolação dos dados de vento, como topografia e rugosidade, sobretudo. Conclui-se, portanto, que não se deve adotar antecipadamente uma das equações sem testar a outra, para os diferentes níveis de observação e previsão.

- Métodos de conversão de vento em potência e, posteriormente, energia: foram utilizadas as séries de observação disponíveis de dados de vento e de geração para se obter as equações de regressão e levantamento da curva de potência do aerogerador escolhido, em Matlab. Para se atingir tal objetivo, foi necessário o estudo de normas técnicas e de programação, para obter resultados cientificamente corretos.

8.3 Resultados obtidos

A seguir, é apresentado um resumo das principais conclusões desse projeto em relação aos resultados obtidos para UEE de Palmas e para a torre anemométrica RN05.

8.3.1 UEE de Palmas

- Extrapolação dos dados de observação da velocidade do vento para altura do eixo do aerogerador (44 m): concluiu-se que os melhores resultados foram obtidos a partir da extrapolação da medição da altura de 75 m, utilizando a Equação (15), com rugosidade $z_o=0,03$ m. Para a altura de 44 m não existe medição disponível e, mesmo que existisse, a mesma não poderia ser utilizada, em virtude da influência aerodinâmica exercida pelos aerogeradores do parque.
- Extração das séries temporais de 72 h, a cada 10 minutos: os resultados da previsão da velocidade do vento para a UEE de Palmas, inicialmente, foram considerados não muito bons, porque o conjunto das previsões, quase um ano de simulação, apresentou resultados para o índice correlação de

anomalia poucas vezes acima de 0,6, sendo que a maioria do período esses valores se concentraram entre 0,5 e 0,6, com valores baixos ao final de cada ciclo de 24 horas. Esse resultado permitiu uma investigação e descobriu-se que a topografia utilizada pela versão 4.3.2 do BRAMS e apenas uma base de dados diária das condições de contorno e iniciais oriundas do modelo global do GFS foram responsáveis por esses resultados, que não invalidou a pesquisa e sugeriu aprofundamento da mesma.

- Desempenho dos métodos de correção do erro sistemático aplicados à previsão da velocidade do vento: o filtro de Kalman não conseguiu melhorar significativamente os valores da previsão da velocidade do vento. Basicamente isso ocorreu devido ao exposto no item anterior, pois o desempenho do filtro melhora quando a previsão melhora, porque reduz o erro não sistemático. O melhor desempenho ocorre quando a previsão da velocidade de vento atinge um índice de correlação de anomalia superior a 0,7.
- Equações de conversão do vento em potência e energia: como foi calculada a curva de potência com base nas medições de vento e geração, esperava-se que a interpolação da previsão da velocidade do vento em potência a partir dessa curva de potência era a que teria o melhor desempenho entre os métodos de conversão. E não foi isso que ocorreu, em que a regressão quadrática teve um desempenho ligeiramente melhor. Credita-se esse fato à qualidade da observação, de vento e potência, pois alguns valores são inconsistentes e, como não há histórico que permita identificar as possíveis falhas, não é possível um tratamento adequado dos valores medidos.
- Desempenho do filtro de Kalman aplicado à previsão da potência: considerou-se necessária essa implementação uma vez que a geração de energia apresenta questões intrínsecas, que aumentam a incerteza da previsão, como interferência aerodinâmica, variação da densidade de ar, operação dos aerogeradores, entre outros. Observou-se uma ligeira melhora dos índices Nash Sutcliffe e praticamente anulou o erro médio da tendência.
- Previsão da energia agregada a cada 8 e 24 horas: apesar da previsão da velocidade do vento não ter apresentado um melhor resultado, no que se

refere a energia gerada, entretanto, os resultados podem ser considerados muito bons, uma vez que, para a agregação a cada 8 horas, os índices de correlação de anomalia foram superiores a 0,6 no horizonte de 72 horas. Quando a agregação é a cada 24 h, esse valor sobe para 0,7, atingindo, no primeiro dia, valores próximos a 0,8. Esse resultado é extremamente importante para diferentes agentes do setor elétrico, sobretudo aqueles que lidam com o preço da energia e na programação diária do estabelecimento de intercâmbio entre as diferentes regiões do país, permitindo um planejamento energético da operação muito mais seguro.

- Quando comparado com a previsão de energia pela média, o método proposto se mostrou superior, uma vez que a média não consegue capturar as mudanças climáticas que somente o modelo de previsão de tempo pode identificar, sobretudo na região de Palmas, que não apresenta ciclos diurnos e noturnos e sazonais bem definidos.

8.3.2 Torre anemométrica RN05

- Extração das séries temporais de 72 h, a cada 10 minutos: os resultados da previsão da velocidade do vento para a torre anemométrica RN05 foram piores que os resultados obtidos para a UEE de Palmas. Esse foi um resultado que não era esperado, uma vez que a regularidade dos ventos alísios deveria tornar a previsão mais precisa. Além disso, a limitação referente à altura em relação ao nível do mar, que, no BRAMS, na região da UEE de Palmas, está quase 200 m abaixo do valor real (1.100 m x 1.300 m), não existe na região da torre RN05, que se localiza próxima à costa, praticamente ao nível do mar. Assim, atribui-se esse fato à parametrização do modelo, que deveria ter sido ajustada àquela região. Foi usada a mesma parametrização usada na região da UEE de Palmas, pois se considerava que não seria necessária nenhuma adaptação. Os resultados para o índice correlação de anomalia, na maior parte do período de 72h, se situou entre 0,3 e 0,5.

- Os resultados também foram prejudicados pela falta da base de dados do GFS, da mesma forma que se observou nos resultados da previsão para a UEE de Palmas. No caso da torre anemométrica RN05, os ciclos negativos do índice Nash-Sutcliffe, por exemplo, tiveram um comportamento cíclico a cada 24h, com valores negativos mais intensos do que aqueles observados para a UEE de Palmas.
- Desempenho dos métodos de correção do erro sistemático aplicados à previsão da velocidade do vento: o filtro de Kalman conseguiu eliminar parte do erro da previsão descrito no item anterior e aproximar o desempenho dos valores filtrados àquele obtido para a UEE de Palmas.

8.4 Inovações apresentadas nesse projeto

A pesquisa proposta neste trabalho está em andamento há algumas décadas em centros de pesquisa do exterior, sobretudo na Europa. Alguns desses modelos, como demonstrou a revisão bibliográfica, se encontram em fase operacional e são utilizados no planejamento da operação de curtíssimo e curto prazo de diferentes agentes do sistema elétrico (operadores, transmissoras e proprietários de parques eólicos, sobretudo).

Apesar disso, a pesquisa desenvolvida neste projeto apresentou discussões e análises não observadas nas publicações existentes até o momento.

Inicialmente, registra-se que é o primeiro trabalho publicado em que o BRAMS é utilizado com este propósito. Como se trata de um modelo desenvolvido para regiões tropicais, todas as inovações desenvolvidas no modelo são automaticamente transferidas para os produtos resultantes de sua utilização.

Ainda, como o modelo não foi concebido especificamente para este fim, é natural que, na possível extensão da pesquisa, possam ser desenvolvidas modelagens de fenômenos subgrade que permitam uma melhor previsão da geração eólica.

Em relação ao filtro de Kalman, o mesmo tem sido amplamente empregado na meteorologia, para melhorar a qualidade dos dados de entrada dos modelos meteorológicos, como também na previsão da geração eólica. Entretanto, para que

fosse possível implementar o método com sucesso neste trabalho foi necessário um aprofundamento da pesquisa, que resultou em um amadurecimento de todos aqueles envolvidos no projeto.

Outra importante discussão abordada no presente trabalho é a questão das equações de interpolação/extrapolação dos dados de medição. Normalmente, nos documentos publicados através de artigos, essa importante questão não é levantada. A análise mostrou que, dependendo das condições atmosféricas, a Lei da Potência ou a Equação Logarítmica pode se ajustar melhor a um local do que em outro.

Devido às características continentais do país, o método proposto foi avaliado em duas regiões de climatologia muito distintas, uma situada num platô de elevada altitude na região Sul e outra localizada na costa do Nordeste. Essa rara condição permitiu identificar que os modelos empregados, tanto de previsão quanto de correção do erro sistemático, devem ser ajustados a cada região para um melhor desempenho.

Os índices que têm sido normalmente utilizados para avaliar o desempenho de métodos de previsão da geração eólica são o erro médio da tendência, o *root mean square error* e coeficiente de determinação. Aqui se implementou a correlação de anomalia e o índice Nash-Sutcliffe, que permitem uma avaliação mais qualitativa do desempenho dos modelos de previsão. Uma vantagem desses dois índices é que existem valores de referência (0,6 para correlação de anomalia e zero para o índice Nash-Sutcliffe) que permitem uma comparação imediata do resultado.

Finalmente, a contabilização da previsão da energia também se mostrou uma discussão muito útil. Normalmente o foco dos modelos de previsão da geração eólica de curto e curtíssimo prazo está direcionado à potência instantânea. Neste trabalho, mostrou-se como é importante também avaliar a energia agregada em diferentes períodos, pois é uma informação muito importante quando do estabelecimento de estratégias de planejamento da operação e operação em tempo real.

8.5 Continuidade da pesquisa

A pesquisa desenvolvida neste projeto permitiu identificar sua continuidade em outras frentes, descritas a seguir:

- Base de dados do GFS e assimilação da observação: modelos de previsão de tempo são muito suscetíveis às condições iniciais e de contorno. No trabalho realizado observou-se que os resultados apresentam um melhor desempenho entre a 6 e 8ª horas de simulação. Dessa forma, iniciar o modelo 6 horas antes, permitindo a assimilação dados de observação das estações anemométricas instaladas nos parques eólicos, e, ainda, utilizando a base do GFS a cada 6 horas, poderá render uma previsão bem mais precisa do que a obtida.
- Parametrização do BRAMS: identificou-se, após a avaliação dos resultados, que haviam parâmetros do BRAMS não adequadas para as escalas das grades utilizadas. Além disso, uma nova versão do modelo já está disponível e que incorpora, entre outras importantes implementações, uma nova base de dados de topologia, a do SRTM, que tem resolução vertical de aproximadamente 90 m. Assim, associando a utilização dessa versão com a sugestão do item anterior, acredita-se que é possível melhorar consideravelmente a precisão da previsão. Essa etapa não foi desenvolvida nesse projeto devido à expiração do prazo de defesa final do mesmo.
- Filtro de Kalman: devido à abrangência da pesquisa, limitou-se apenas a esse método na tentativa de se reduzir o erro sistemático. Entretanto, existem diversos outros métodos que podem ser testados, como redes neurais por exemplo, e que será possível avaliar o desempenho de cada um desses para cada uma das áreas de estudo, permitindo determinar qual método se adapta melhor a cada condição.
- Previsão probabilística: a previsão realizada neste projeto é determinística, pois é resultado da simulação de um único modelo, considerando uma única fonte das condições iniciais e de contorno gerada por um modelo global. O que se sugere é que seja realizado um conjunto de previsões (*ensemble forecast*), utilizando pelo menos dois modelos diferentes e duas bases de dados distintas de condições iniciais de modelos globais. Técnicas para o tratamento da previsão probabilística também deverão ser desenvolvidas.

Esse tipo de abordagem é para tentar minimizar o erro da previsão e reduzir a dependência dos métodos de correção do erro.

- Prolongamento da previsão: o horizonte que se considerou para a previsão neste trabalho foi a de 72 horas à frente. Entretanto, como os resultados para a previsão de energia para o índice correlação de anomalia em alguns horários foi superior a 0,6 (só não foi superior por um período mais longo devido a ausência da base de dados) sugere-se que seja investigado qual o período de previsão que ainda pode ser adicionado, até que se alcance o limite de 0,6, para cada parque eólico.
- Interpolação/extrapolação dos dados previstos e observados: como todos os proprietários de parques eólicos são obrigados pela ANEEL a instalar torres de medições anemométricas em cada parque, medindo, além dos dados de vento, a pressão atmosférica, umidade relativa do ar e temperatura ambiente, é possível considerar na interpolação/extrapolação dos dados medidos a condição da estabilidade atmosférica, através do parâmetro Ψ , mencionado na Equação (19). Assim, os erros da interpolação/extrapolação dos dados serão minimizados, permitindo uma melhor previsão.
- Construção de modelo híbrido: normalmente, os modelos probabilísticos que consideram o histórico da observação, do vento ou potência/energia, tem um melhor desempenho nas primeiras horas que os modelos que utilizam modelos numéricos de previsão de tempo. Assim, a construção de um modelo híbrido, que combine ambos os modelos, constitui-se uma fonte de pesquisa bastante atraente.
- Implementação/desenvolvimento de um modelo de microescala: quando se pretende avaliar o desempenho individual de cada aerogerador, uma tarefa bastante importante no âmbito da pós-operação, uma vez que diferentes razões podem impactar no desempenho de cada equipamento, torna-se indispensável que a previsão seja também discretizada por aerogerador. Para que isso seja possível, é necessário incorporar um modelo de microescala, com resolução da ordem de cem metros, uma vez que a circulação terciária do vento (fenômenos subgrade), que predomina nessa escala espacial, é

fortemente influenciada pela topografia, rugosidade e dados de medição. Atualmente, existem ferramentas disponíveis no mercado, como plataformas CFD (*computational fluid dynamics*), em que tais desenvolvimentos são factíveis em curto prazo, uma vez que existem módulos prontos e específicos para o aproveitamento eólico, permitindo ao usuário maior controle sobre a modelagem e extração dos resultados de interesse, diferente dos modelos comerciais, que são “caixas pretas”, em que não é possível alterar parâmetros ou gerar um resultado ou relatório diferente daqueles para os quais o modelo foi concebido.

- Previsão de médio e longo prazo: para o setor elétrico como um todo é importante que a previsão da energia eólica seja realizada em horizontes maiores, de médio e longo prazo, para que se possa definir, por exemplo, estratégias energéticas, tanto de planejamento da expansão como de operação. Dessa forma, desenvolver métodos que atendam a esses horizontes é de grande interesse para toda a sociedade.

REFERÊNCIAS

- Agabus, H., Tammoja, H., 2009. Estimation of Wind Power Production through Short-Term Forecast. Estonian Academy Publishers, Oil Shale, 2009, Vol. 26, No. 3 Special, pp. 208–219.
- Ahlstrom, M.L., Zavadil, R. M., 2005. The Role of Wind Forecasting in Grid Operations & Reliability in Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, China, pp. 1–5, DOI 10.1109/TDC.2005.1547203.
- Al-Yahyai, S; Charabi, Y.; Gastli, A., 2010. Review of the Use of Numerical Weather Prediction (NWP) Models for Wind Energy Assessment – Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol 14 (2010) p. 3192-3198 DOI: 10.1016/J.RSER.2010.07.001.
- Ameya Sathe, W. B., 2007. Infuence of diferent wind profiles due to varying atmospheric stability on the fatigue life of wind turbines - Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012056 - The Science of Making Torque from Wind – DOI 10.1088/1742-6596/75/1/012056
- Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) – Resolução Normativa 265/2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e distribuição. 2003. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>
- Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) – Resolução Normativa 391/2009 - Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências. 2009.
- Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) Resolução Normativa 440/2011 Critérios para a consideração de usinas não simuladas individualmente nos modelos computacionais de planejamento da operação e formação de preço. Jul/2011.
- Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) Resolução Normativa 583/2013. Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. 2013a.
- Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) Resolução Normativa 546/2013. Altera as Resoluções Normativas n. 390 e 391, de 15 de dezembro de 2009, sobre requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas. 2013b.

Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) . Relatório ANEEL 2012 / Agência Nacional de Energia Elétrica – Brasília, 2013c. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/Relatorio_Aneel_2012.pdf

Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) Resolução Normativa 675/2015. Estabelece os procedimentos e condições para registro de viabilidade técnica de empreendimentos de geração. 2015.

Aravéquia, J. A. e Quadro, M.F. L. Aspectos Gerais da Previsão Numérica de Tempo e Clima. INPE-10211-PUD/135, 2003. Disponível em:

<http://mtc-m15.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/jeferson/2003/12.23.10.21/doc/publicacao.pdf>

Beck, A. T e Correa, M. R .S. Proposta de Atualização das Velocidades Básicas do Vento no Brasil. Artigo revista Técnica Pini. Edição 184. Junho/2012.

Bessa, M. R.; Vallejos, C. A. V., Detzel, D.H.M., Mine, M. R. M., Marcílio, D. C., Oening, A. P., Matioli, L. C., Haas, P., Fernandes, T. S. P., Silva, F. Direne, A. I., Coelho, M. C., Guerra, F. A., Bloot, M. L., Carneiro, C. F. B., 2013. Otimização do despacho hidrotérmico mediante algoritmos híbridos com computação de alto desempenho: modelo PHOENIX VII Citenel – Congresso de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica – Rio de Janeiro – Agosto, 2013

Bjerknes, W., 1904. Das Problem der Wettervorhersage, Betrachtet von Standpunkt der Mechanik und Physik - Meteorol. Z. 21, 1–7 - 1904

Bjerknes, W., 2009. The Problem of Weather Prediction, Considered from the Viewpoints of Mechanics and Physics Meteorologische Zeitschrift, Vol. 18, No. 6, 663-667 (December 2009) DOI: 10.1127/0941-2948/2009/416

Businger, J. A. Wyngaard, J. C. Izumi, Y. Bradley, E. F. Flux, 1971. Profile Relationships in the Atmospheric Surface Layer – Journal of The Atmospheric Sciences, vol. 28 - pp. 181-189.

Bowen, A. J., Mortensen, N. G., Antoniou, I. Improving WAsP Predictions in (too) Complex Terrain. Congresso da European Wind Energy Association, Atenas, 2006.

Cadenas, E. e Rivera, W., 2007. “Wind speed forecasting in the South Coast of Oaxaca, Mexico,” Renewable Energy, vol. 32, no. 12, pp. 2116-2128, Oct. 2007.

Cadenas, E. e Rivera, W., 2009. “Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, Mexico, using artificial neural networks,” Renewable Energy, vol. 34, no. 1, pp. 274-278, Jan. 2009.

Cadenas, E., Jaramillo, O. A., Rivera, W., 2010. "Analysis and forecasting of wind velocity in chetumal, quintana roo, using the single exponential smoothing method," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 925-930, May 2010.

Camargo Schubert Engenharia Eólica, 2009. *Certificação de Medições Anemométricas – Relatório C&S-CDV 297/09*, 23/10/2009.

Camargo Schubert Engenharia Eólica, CIMATEC, SENAI, Governo do Estado da Bahia, 2013. *Atlas Eólico: Bahia*. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf

Candy, B., English, S.J., Keogh, S. J., 2009. "A Comparison of the impact of QuikScat and WindSat wind vector products on met office analyses and forecasts," *IEEE Trans. Geosci. Remote Sens.*, vol. 47, no.6, pp. 1632-1640, June 2009.

Carvalho, J. R. P., Assad, E. D., Pinto, H. S. Kalman Filter and correction of the temperatures estimated by Precis Model. *Elsevier Journals. Atmospheric Research* 102 (2011) 218-226. Doi: 10.1016/j.atmosres.2011.07.007

Cantão, M. P., 2015. "Complementariedade Hidroeólica no Território Brasileiro". Relatório de pós-doutorado do Departamento de Hidráulica e Saneamento da Universidade Federal do Paraná. Disponível em:

<http://www.ppgerha.ufpr.br/publicacoes/RelatorioComplementaridadeHidroeolica.pdf>

Clancy, R., Kaitala, J., Zambreski, L., 1986. The Fleet Numerical Oceanography Center Global Spectral Ocean Wave Model. *Bulletin of the American Meteorological Society* 67, 498–512.

Copel, 2012 *Parcerias em Empreendimentos Eólicos e PCHs Chamada Pública 006/2012 – Companhia Paranaense de Energia, Curitiba – Março – 2012*. Disponível em:

<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fforneecedores%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F6577B24952F71B8B032579D6006D28FD>

Copel, 2014. Disponível em:

<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC61E3512CB91AF04032574A20048D3A3>

Cosern, Camargo Schubert Engenharia Eólica, Iberdrola, 2003. *Potencial Eólico do Rio Grande do Norte*. 2003. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf

- Cui, B., Toth, Z., Zhu, Y., Hou, D. "Bias Correction for Global Ensemble Forecast" American Meteorological Society – Weather and Forecasting – vol. 27 – pp. 396-410, 2011. DOI: 10.1175/WAF-D-11-00011.1.
- Curso WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). WAsP 10 course notes. Mortensen, N. G., Rathman, O., Nielsen, M., Kelly, M. C. Risøe (National Laboratory for Sustainable Energy)/DTU (Technical University of Denmark), 2010.
- Custódio, R. S. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. 2ª edição Synergia Editora, 2013. ISBN: 978-85-61325-88-6.
- DOE-U.S - Department of Energy, 2008. 20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply, DOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Report, July 2008.
- DOE-U.S. Department of Energy, 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009 - Decision and Information Sciences Division - Argonne National Laboratory - U.S. Department of Energy.
- Doms, G. e Schättler, U., 2002. A Description of the Nonhydrostatic Regional Model LM – Part I: Dynamics and Numerics. Consortium for Small-Scale Modelling – COSMO.
- Dutra, R.; Montezano, B. e Ferreira, J. C. Energia Eólica Princípios e Tecnologia – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. CEPEL, 2008. Disponível em:
<http://www.portal-energia.com/downloads/energia-eolica-principios-tecnologias.pdf>
- Estanqueiro, A., Castro, R., Flores, P., Ricardo, J. Pinto, M., Rodrigues, R., Lopes, J. P., 2008. How to prepare a power system for 15% wind energy penetration: the Portuguese Case Study, Wind Energy, vol. 11, no. 1, pp. 75–84.
- EPE e MME. Expansão da Geração – Empreendimentos Eólicos – Instruções para Solicitação de Cadastro e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. No. EPE-DEE-017/2009-r11, 2014.
- Fazenda, A. L.; Moreira, D. S; Enari, E. H.; Panetta, J.; Rodrigues, L.F. First Time User's Guide (BRAMS Version 4.0). CPTEC, v. 5, p. 30, 2007.
- Freitas, S. R., Longo, K. M., Dias, M. A. F.S., Chatfield, R., Dias, P.S., Artaxo, P., Andreae, M. O., Grell, G., Rodrigues, L. F., Fazenda, A., Panetta, J., 2009. The Coupled Aerosol and Tracer Transport model to the Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System (CATT-BRAMS) – Part 1: Model description and evaluation, Atmos. Chem. Phys., 9, 2843- 2861

- Galanis, G., Anadranistakis, M., 2002. A one dimensional Kalman filter for the correction of near surface temperature forecasts. *Meteorological Applications* 9, 437–441.
- Galanis, G., Louka, P., Katsafados, P., Kallos, G., Pytharoulis, I., 2006. Applications of Kalman filters based on non-linear functions to numerical weather predictions. *Annales Geophysicae* 24, 2451–2460.
- Giebel, G., Landberg, L., Nielsen, T.S., 2001, The ZEPHYR project: The next generation prediction system. In: *Proceedings of the 2001 European Wind Energy Conference, EWEC'01*, Copenhagen, Denmark, June 2001, pp. 777–780.
- Giebel, G., Badger, J., Martí Perez, I., Louka, P., Kallos, G. Palomares, A. M., Lac, C. Descombes, G., 2006. Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling-The Results of the Anemos Project. Results from mesoscale, microscale and CFD modelling, In *Proc. of the European Wind Energy Conference 2006*, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.
- Gramelsberger, G., 2009. Conceiving Meteorology as the Exact Science of the Atmosphere: Vilhelm Bjerknes's paper of 1904 as a Milestone *Meteorologische Zeitschrift*, Vol. 18, No. 6, 669-673 (December 2009) - DOI 10.1127/0941-2948/2009/0415
- Grewal, M. S. e Andrews, P. A., 2001. *Kalman Filtering Theory and Practice using Matlab* – John Wiley & Sons. Inc. – Second Edition.
- Haltiner, G. J., 1971. *Numerical Weather Prediction* Willy: New York; 1971, ISBN 978-0471345800
- Holton, J. R. *An Introduction to Dynamic Meteorology* – Fourth Edition – Elsevier Academic Press – 2004. ISBN-13: 978-0-12-354015-7
- IEA (International Energy Agency): *IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and use of Cup Anemometry*, 1st Edition. 1999.
- IEC (International Electrotechnical Commission): *IEC 61400-12-1 Wind Turbines – Part 12-1: Power Performance Measurement Procedure*, 3rd Edition, November – 2000.
- ISSET, 2000. *Wind Energy Report Germany 1999/2000 – Annual Evaluation of WMEP*, Kassel, 2000.
- Janjic, Z.I., 1994. The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes. *Monthly Weather Review* 122, 927–945.
- Joensen, A.K., Giebel, G., Landberg, L., Madsen, H., Nielsen, H.A., 1999, Model output statistics applied to wind power prediction. In: *Wind Energy for the Next*

- Millennium, European Wind Energy Conference, Nice, France, 1–5 March 1999, pp. 1177–1180.
- Joensen, A.K., Madsen, H., Nielsen, T.S., 1997. Non-Parametric Statistical Methods for Wind Power Prediction. EWEC'97, Dublin, Denmark.
- Jones, Frank E. 1978. The Air Density Equation and the Transfer of the Mass Unit. Journal of Research of the National Bureau of Standards. Vol. 83. No. 5, Semptember-October, 1978.
- Kallos G., 1997, The regional weather forecasting system SKIRON. In: Proceedings, Symposium on Regional Weather Prediction on Parallel Computer Environments, 15–17 October 1997, Athens, Greece, 9 pp.
- Kallos, G., Lagouvardos, K., 1997: Atmospheric Modeling Simulations over the Eastern USA with the RAMS3b Model for the Summer 1995. Final Report to Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, 69 pp.
- Kalman, R.E., 1960. A new approach to linear filtering and prediction problems. Transactions on ASME Series D 82, 35–45.
- Kalman, R.E., Bucy, R.S., 1961. New results in linear filtering and prediction problems. Transactions on ASME Series D 83, 95–108.
- Kalnay, E., 2002. Atmospheric Modeling, Data Assimilation and Predictability, 341. Cambridge University Press.
- Kavasseri, R. G. e Seetharaman, K., 2009. “Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models,” Renewable Energy, vol. 34, no. 5, pp. 1388-1393, May 2009.
- Lactec, Copel, e Camargo Schubert Engenheiros Associados. Atlas do Potencial Eólico do Paraná. 2007a. Disponível em:
http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf
- Lactec, Copel e Camargo Schubert Engenheiros Associados. Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólio-Elétricos. P&D Aneel CGER 001 – 2007b. ISBN 978-85-88519-02-2
- Lagouvardos, K., Kotroni, V., Nickovic, S., Kallos, G., 1996. Evidence of a winter tropical storm over eastern Mediterranean: simulations with the Regional Atmospheric Modelling System (RAMS) and the ETA/NMC model. In: Proceedings of the 7th International Conference on Mesoscale Processes, 9–13 September, Reading, UK.
- Landberg, L., 1994. Short-term Predictions of Local Wind Conditions. Ph.D. thesis, Riso National Laboratory, Denmark.

- Landberg, L. A., 1998. Mathematical look at a physical power prediction model. *Wind Energy* 1, 23–28.
- McCuen, R. H., Knight, Z., Cutter, A. G., 2006. Evaluation of the Nash-Sutcliffe Efficiency Index. *Journal of Hydrologic Engineering*. American Society of Civil Engineers, v. 11, n. 6, pp. 597-602
- Madsen, H., 1996. Models and Methods for Predicting Wind Power, Department of Mathematical Modelling. Technical University of Denmark, Denmark.
- Madsen, H. K., Sejling, T.S., Nielsen, H. Aa., U.S., 1995. Wind power prediction tool in control dispatch centres, ELSAM-report (ISBN 87-87090-25-2), 190 pp.
- Mavromatidis, E., Kallos, G., 2003. An investigation of cold cloud formation with a 3-D model with explicit microphysics. *Journal of Geophysical Research* 108, 4420–4441.
- Mellor, G. L., e Yamada, T. A Hierarchy of Turbulence Closure Models for Planetary Boundary Layers. *Geophysical Fluid Dynamic Programs*, Princetown University, Princeton, NJ - 1974
- MME, Eletrobrás, CEPEL, CRESESB, 2001. Atlas do Potencial Brasileiro. Disponível em:
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf
- MME, 2014 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 – Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisas Energéticas. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf
- Mortensen, NG, Bowen, AJ & Antoniou, I 2006, Improving WAsP predictions in (too) complex terrain. in *Proceedings (online)*. European Wind Energy Association (EWEA), Brussels.
- Nash, J. E. e Sutcliffe, J. V., 1970 . River flow forecasting through conceptual models part I — A discussion of principles – *Journal of Hydrology* – Vol. 10 – Issue 3 – pp. 282-290 - DOI: 10.1016/0022-1694(70)90255-6
- NERC, 2009. Accommodating High Levels of Variable Generation, North American Electric Reliability Corporation, Special Report, April 2009.
- Nielsen, T.S., Madsen, H., 1997, Using Meteorological Forecasts in On-line Predictions of Wind Power, Technical Report IMM-REP-1997-31, Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark.
- Nielsen, T.S., Joensen, A., Madsen, H., Landberg, L., Giebel, G., 1999. A new reference for predicting wind power. *Wind Energy* 1, 29–34.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2015a – Boletim Mensal da Geração Eólica. Outubro, 2015. Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_out_2015.pdf

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2015b – Histórico da Operação – Energia Armazenada. Disponível em:

http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx

Padaratz, I. J. Velocidade Básica do Vento no Brasil. Dissertação de mestrado. UFRGS, 1977.

Panetta, J., Freitas, S. R., Fazenda, A. L., Freitas, E. D., Enari, E. H., BRAMS Version 4.0 – Model Input Namelist Parameters – INPE/CPTEC, 2007. Disponível em:

<http://downloads.cptec.inpe.br/~rdow/upload/brams40-namelist-final.pdf>

Papadopoulos, A., Katsafados, P., Kallos, G., 2001. Regional weather forecasting for marine application. *Global Atmosphere and Ocean System* 8 (2–3), 219–237.

Pelland, S., Galanis, G., Kallos, G., 2011. Solar and photovoltaic forecasting through post-processing of the global environmental multiscale numerical weather prediction model. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. DOI 10.1002/pip.1180.

Peterson, E. e Hennessey, J. P. W. Jr, 1977. On the Use of Power Laws for Estimates of Wind Power Potential – *Journal of Applied Meteorology* – vol. 17 - pp. 390-394

Potter, C. W. e Negnevitsky, M., 2006. “Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 965-972, May 2006.

Sideratos, G. e Hatziaargyriou, N., 2007. “Using radial basis neural networks to estimate wind power production”, 1-4244-1298-6/07/\$25.00 © 2007 IEEE.

Souza, H. M., Dutra, R., Melo, S. Principais parques eólicos implementados e projeções. *Workshop em energia eólica*. Em Anais do Centro Tecnológico do Gás & Energias Renováveis. CTGAS-ER. Natal, 2008. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20081030_natal_br08.pdf.
Acessado em 27/11/2015.

Stathopoulos, C., Kaperoni, A., Galanis, G., Kallos, G., 2013. Wind Power Prediction Base on Numerical and Statistical Models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 112(2013) 25-38.

- Toon, O. B., McKay, C. P., Ackerman, T. P., Santhanam, K., 1989. Rapid Calculation of Radiative Heating Rates and Photodissociation Rates in Inhomogeneous Multiple Scattering Atmospheres, *J. Geophys. Res.*, 94, 16287–16301, doi:10.1029/JD094iD13p16287
- Touma. J. 1977. Dependence of the Wind Profile Power Law on Stability for Various Locations – *Journal of the Air Pollution Control Association* – vol. 27 – No.9 – pp. 863-866
- Troen, I. e Lundtang Petersen, E., 1989. European Wind Atlas. Risø National Laboratory. Dinamarca. Disponível em:
http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European_Wind_Atlas.pdf
- Walko, R. L., Band, L. E., Baron, J., Kittel, T. G. F., Lammers, R., Lee, T. J., Ojima, D., Pielke, R. A., Taylor, C., Tague, C., Tremback, C. J., Vidale, P. L., 2000. Coupled Atmosphere–Biophysics–Hydrology Models for Environmental Modeling, *J. Appl. Meteorol.*, 39, 931–944, doi:10.1175/1520-0450(2000)0392.0.co;2.
- Wang, J., Botterud, A., Conzelmann, G., Miranda, V., Monteiro, C., Sheble, G., 2009. Impact of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch, 8th Int. Workshop on Wind: Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Bremen, Germany.
- Wang, X., Guo, P., Huang, X., 2011. A Review of Wind Power Forecasting Models, *Energy Procedia* 12(2011)770-778 – University of Electronic Science and Technology of China (UESTC) DOI: 10.1016/j.egypro.2011.10.103.
- Wilks, D., 1995. *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*. Academic Press.
- Willmott, J., Robeson, S., Matsuura, K., 2011. Short communication. A refined index of model performance. *International Journal of Climatology*. DOI: 10.1002/joc.2419
- Yang, X-Y, Xiao, Y., Chen, S-Y., 2005. Wind Speed and Generated power forecasting in wind farm, *Proceedings of the CSEE*, Vol 25, No. 11, pp. 1~5, Jun. 2005.